

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



**MANEJO DE LA PRODUCCION DE POZOS
PETROLEROS EN LA SUPERFICIE**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

FRANCISCO BECERRIL CARDENAS

DIRECTOR DE TESIS; M. EN I. JOSE A. GOMEZ CABRERA



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-253

Señores BECERRIL CARDENAS FRANCISCO Y
FLORES SANCHEZ LEOBARDO.

P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. M.enI. José Angel Gómez Cabrera, para que lo desarrollen como tesis - - para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"MANEJO DE LA PRODUCCION DE POZOS PETROLEROS EN LA SUPERFICIE"

- I INTRODUCCION.
 - II RECOLECCION DE LA PRODUCCION.
 - III SEPARACION DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS.
 - IV ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS PRODUCIDOS
 - V MEDICION DE FLUIDOS PRODUCIDOS.
 - VI MUESTREO Y ANALISIS DE LOS FLUIDOS MANEJADOS.
 - VII TRATAMIENTO DE CAMPO DE CRUDO Y GAS.
 - VIII AUTOMATIZACION Y CONTROL.
 - IX INSTALACIONES DE PRODUCCION MARINA.
- BIBLIOGRAFIA.

Ruego a ustedes se sirvan tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberán - - - prestar Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses - como requisito indispensable para sustentar Examen Profesional - - así como de la disposición de la Coordinación de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., Noviembre 15 de 1985.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

I N T R O D U C C I O N

Una de las asignaturas impartidas en la carrera de Ingeniería Petrolera de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, contempla dentro de su programa de estudios, temas relacionados con el manejo de la producción de hidrocarburos en la superficie, considerando desde la boca del pozo hasta la central de recolección, donde se recibe, separa, mide, almacena y se bombean los líquidos separados; así como se envía el gas hacia compresoras para su empleo en pozos de bombeo neumático o gasoductos para su distribución.

De la central de recolección cuando los líquidos separados no cumplen con las especificaciones mínimas necesarias para su venta, son enviados a una planta de deshidratación y desalado de crudo y de ésta a una refinería, o hacia una terminal de venta para su exportación o distribución.

Este trabajo, en su gran parte fue producto de una recopilación de artículos técnicos publicados en diferentes revistas y libros de la especialidad, mismos que se presentan al final de cada capítulo.

Probablemente este trabajo no logre comprender en forma explícita todos los temas en cuanto a la Ingeniería de Producción del Petróleo se refiere, pero consideramos que será de gran utilidad para los alumnos que cursen la asignatura de Manejo de la Producción en Superficie y para todo el personal que esté relacionado con la producción de petróleo.

C A P I T U L O I

I N T R O D U C C I O N

I.1 Conocimiento general de las instalaciones superficiales a partir de los pozos productores de aceite y gas.

La composición de la mezcla y las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentran los hidrocarburos en el yacimiento, son los elementos requeridos para establecer si un yacimiento es de aceite negro, de aceite volátil, de gas y condensado o de gas seco. De acuerdo con el tipo de yacimiento será la configuración y las condiciones de operación del sistema para el manejo superficial de los hidrocarburos producidos.

Entre los yacimientos de aceite se tienen básicamente -- dos tipos: de aceite negro y de aceite volátil. Para el manejo -- superficial de los hidrocarburos producidos por yacimiento de -- aceite volátil se requiere, además de los procesos utilizados para aceite negro, la incorporación de sistemas para la estabilización del aceite y del gas y para el manejo de los condensados.

En la Fig. I.1.a se muestra un diagrama de flujo del sistema de producción para aceite volátil. La mezcla se recibe en un cabezal o múltiple de recolección; desde donde se envía al sistema de separación gas-aceite. La corriente de aceite se pasa a estabilización y desalado y queda disponible para bombearse a una refinería o a una terminal para su exportación. La corriente de gas se pasa a rectificación, recuperación de condensado, deshidratación y endulzamiento, quedando listo para su compresión y envío a las plantas petroquímicas, a los centros de consumo o a exportación. La corriente de condensados, compuesta por butanos y gasolinas, se deshidrata y endulza antes de su envío a la refinería.

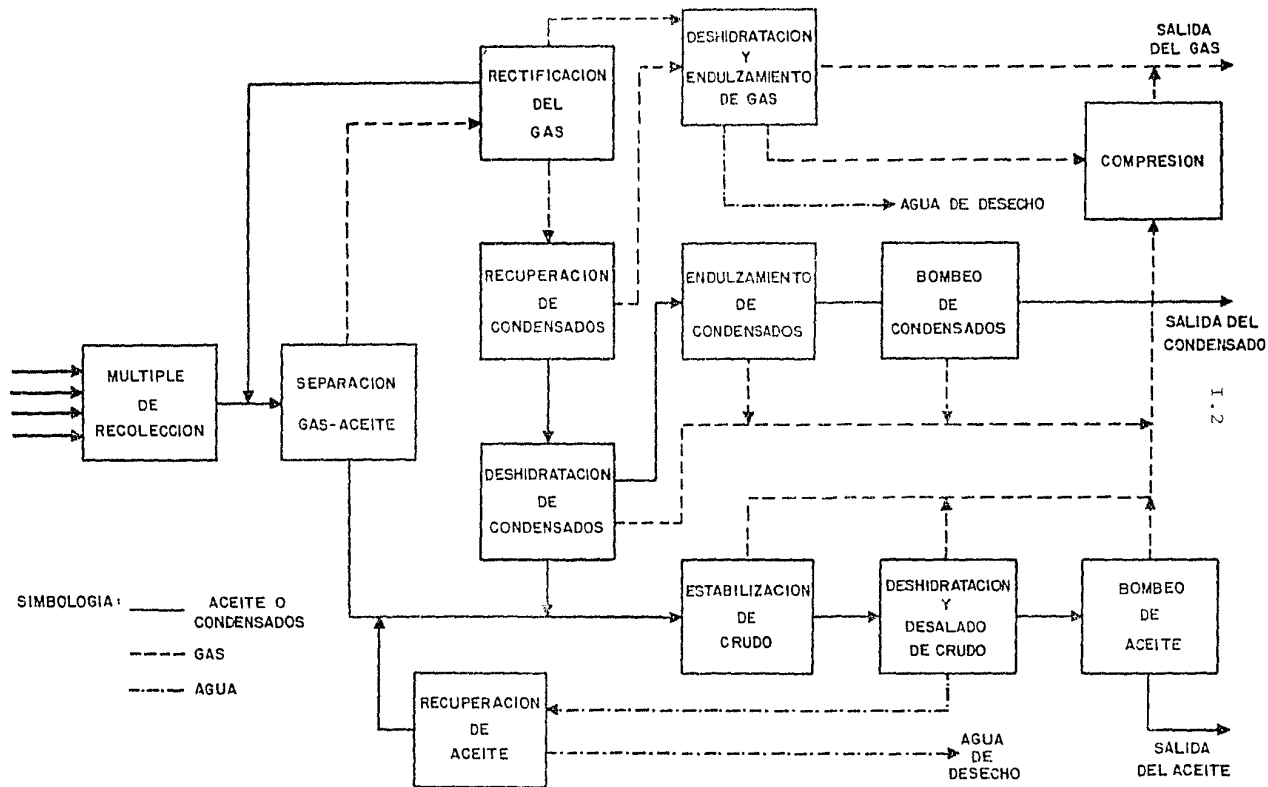


FIG.1.1.a DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA DE PRODUCCION PARA ACEITE VOLATIL

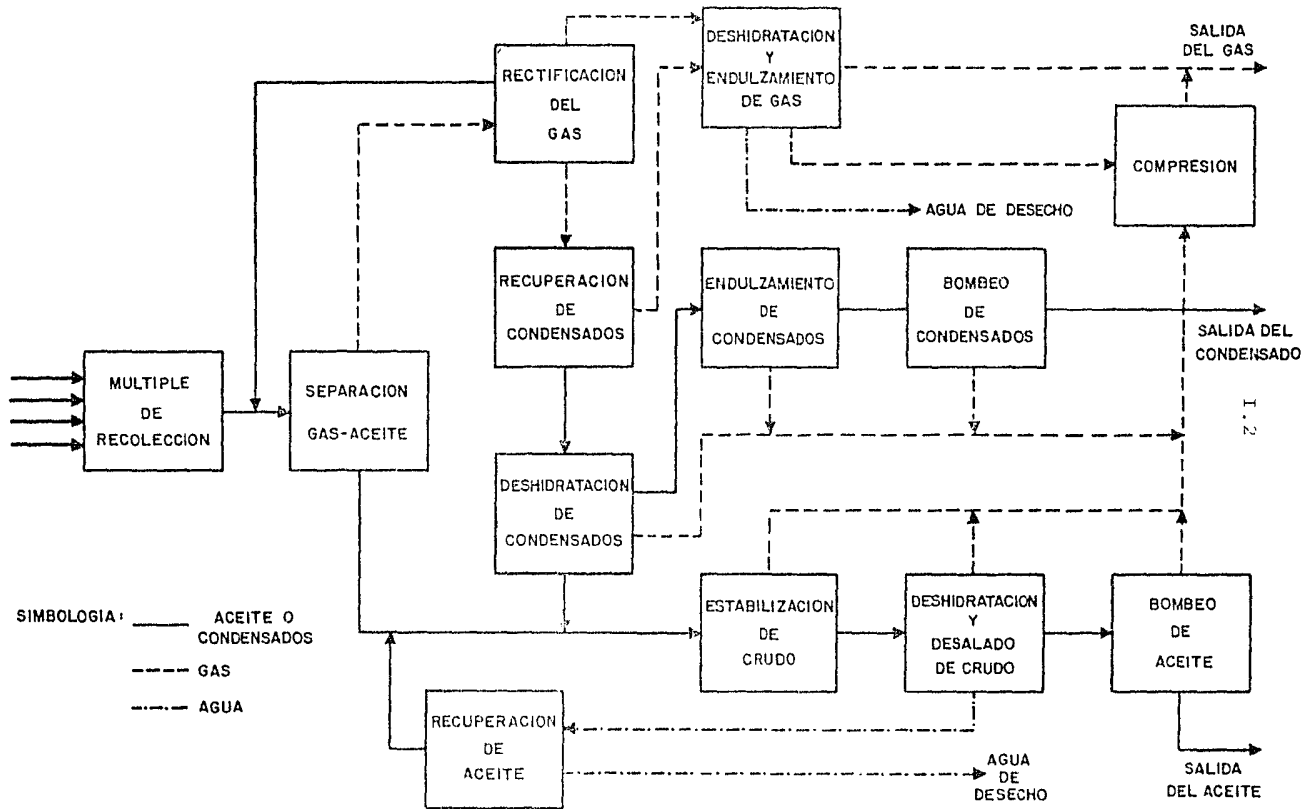
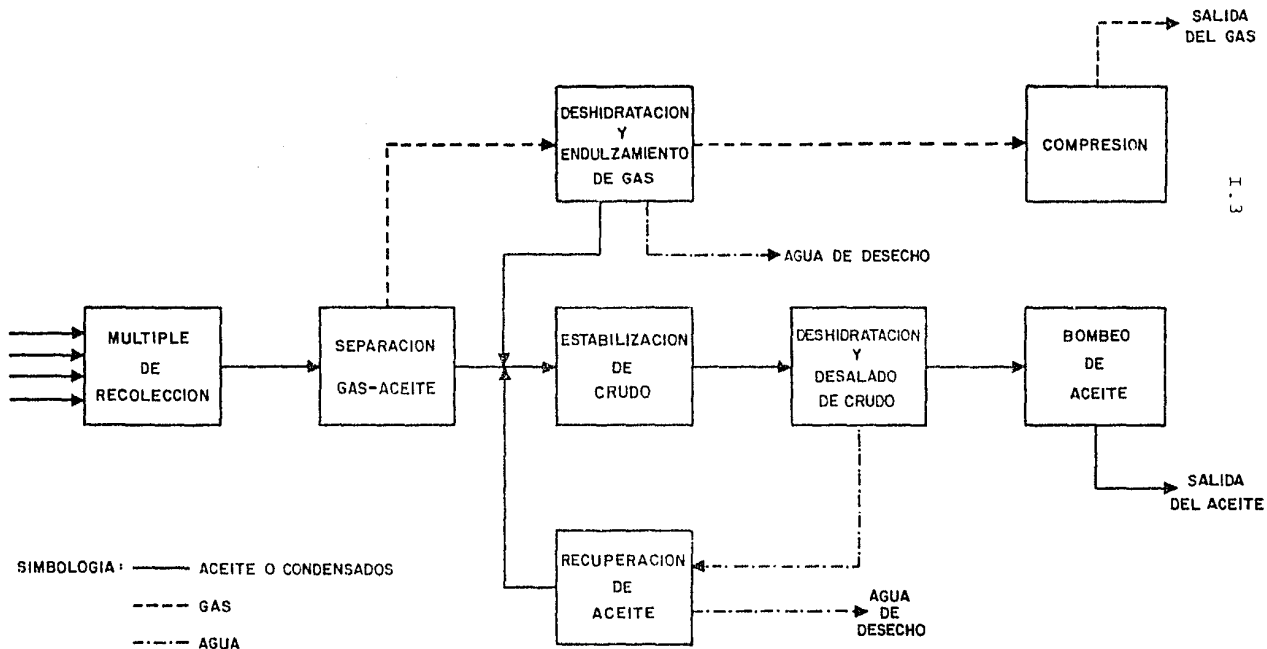


FIG.I.1.σ DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA DE PRODUCCION PARA ACEITE VOLATIL



I.3

FIG.I.1.b DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA DE PRODUCCION PARA ACEITE NEGRO

I.2 Conocimiento general de las instalaciones de separación de aceite y gas.

Para la separación de los hidrocarburos procedentes de yacimientos de aceite, el equipo utilizado es el separador; que puede ser de dos fases (líquidos y gas) o de tres fases (aceite, gas y agua). Los separadores de tres fases además de separar -- las fases líquida y gaseosa, separan el líquido en aceite y -- agua no emulsionada en el aceite. Sin embargo para separar el -- agua del aceite, ha sido más exitoso utilizar equipos conocidos como eliminadores de agua.

Entre los separadores de dos fases, existen 3 diferentes tipos de acuerdo a su forma: verticales, horizontales y esféricos. Para facilitar la selección del tipo de separador más adecuado, de acuerdo con las características de los fluidos a manejar, se dispone de la tabla I.1 en que se presentan las ventajas y desventajas de los separadores verticales, horizontales y esféricos, para diferentes condiciones de operación. Los esféricos tienen aplicación limitada por su baja capacidad de manejo de fluidos.*

TABLA I.1 (FRICK C. TOMAS)

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SEPARADORES HORIZONTALES, VERTICALES Y ESFERICOS.

	HORIZONTAL	VERTICAL	ESFERICO
EFICIENCIA DE SEPARACION.	1	2	3
ESTABILIZACION DE FLUIDOS SEPARADOS.	1	2	3
ADAPTABILIDAD A VARIACION DE CONDICIONES (CABECEO)	1	2	3
FLEXIBILIDAD DE OPERACION (AJUSTE DE NIVEL DE LIQUIDOS).	2	1	3
CAPACIDAD (MISMO DIAMETRO).	1	2	3
COSTO POR CAPACIDAD DE UNIDAD.	1	2	3
MANEJO DE MATERIALES EXTRAÑOS.	3	1	2
MANEJO DE ACEITE EMULSIONADO.	1	2	3
USO PORTATIL.	1	3	2
INSTALACION			
PLANO VERTICAL	1	3	2
PLANO HORIZONTAL	3	1	2
FACILIDAD DE INSPECCION.	2	3	1
INSPECCION Y MANTENIMIENTO.	1	3	2

1. Más favorable 2. Intermedio 3. Menos favorable.

* Referencias al final del capítulo.

Condiciones de separación.

Para establecer las condiciones de separación más apropiadas, de acuerdo con las características de los fluidos producidos, el Ingeniero de Producción tiene que considerar las siguientes variables de control: a) El tipo, tamaño y dispositivos internos del separador, b) El tiempo de residencia del aceite, c) Las etapas de separación, d) Las presiones y temperaturas de operación y e) El lugar de instalación de los separadores. Es evidente que existirá una combinación de estas variables que permitirá obtener la separación requerida a un costo mínimo. La selección de las condiciones de separación depende, fundamentalmente de los objetivos de producción establecidos. Generalmente estos objetivos están orientados a la obtención de:

- 1.- Alta eficiencia en la separación del aceite y el gas
- 2.- Mayores ritmos de producción
- 3.- Mayores recuperaciones de hidrocarburos líquidos
- 4.- Menores costos por compresión
- 5.- Aceite y gas estabilizados

El diseño de un sistema de separación de gas-aceite depende en forma primordial de la presión de vapor máxima que se fije en las bases de diseño, así como de la composición de los fluidos producidos y su temperatura al llegar a la central de recolección.

Para algunos aceites negros, pero sobre todo para aceites volátiles y condensados, es recomendable el uso de equipos especiales en el campo (torres estabilizadoras o calentadores), para conseguir la presión de vapor Reid requerida, obteniéndose otras ventajas adicionales. En algunos casos la estabilización del aceite, además de reducir sus pérdidas por evaporación, permite incrementar la recuperación de los hidrocarburos líquidos producidos, a condiciones superficiales o estándar, por unidad de volumen de aceite a condiciones de yacimiento; remover H_2S y reducir los costos por compresión.²

La presión de vapor de un aceite que es descargado de un separador puede disminuirse aumentando la temperatura del separador o reduciendo su presión de operación. La forma más simple de estabilizar un aceite volátil es mediante la adición de un simple cambiador de calor. En este caso, el volumen de aceite producido en el tanque de almacenamiento, se reducirá ligeramente, por el desprendimiento adicional de gas en el separador provocado por el incremento en su temperatura. En compensación aumentarán los volúmenes de gas, de gas propano licuado y de gas

linas, permitiendo obtener un mayor rendimiento económico por barril de aceite extraído a condiciones de yacimiento.

Cuando se producen aceites volátiles o condensados, éstos se estabilizan generalmente mediante el empleo de estabilizadores, similares al mostrado en la Fig. I.2. Un estabilizador es una columna fraccionadora, donde se vaporizan los componentes ligeros, obteniéndose en el fondo el aceite o condensado estabilizado. Estos equipos realizan esencialmente las mismas funciones que un tren de separadores operando en serie con pequeños decrementos de presión. Mediante la utilización de estabilizadores se obtienen producciones de líquidos comparables en volumen y propiedades con las que se recuperan empleando de cuatro a seis etapas de separación.

En algunos casos se han obtenido volúmenes de líquidos en el tanque de almacenamiento, de 10 a 15% superiores a los proporcionados por el uso de separadores convencionales.

I.3 Conocimiento general de las centrales de almacenamiento y bombeo.

El aceite crudo que proviene desde el yacimiento hasta la boca del pozo, es enviado por una tubería de escurrimiento (descarga) a la Central de Recolección (Batería) en donde se separa, mide, almacena, y una vez que se ha acumulado una cantidad conveniente, se bombea por un oleoducto hasta la refinería para su proceso industrial o bien para su exportación.

Una batería en su forma más sencilla (simple) sería aquella que se encontrara conformada exclusivamente por tanques de almacenamiento. Este tipo de instalación corresponde a los casos en que contiene gas en proporción tan pequeña que no requiere separación y donde la configuración del terreno permite al crudo descender a lo largo del oleoducto, por gravedad, solamente hasta el punto de utilización (Refinería, exportación).

Pero no siempre el desnivel del terreno favorece el escurrimiento del aceite, así que es necesario instalar bombas para impulsar el crudo desde los tanques de almacenamiento hasta el oleoducto principal, y también acoplar equipo especial para separar el gas del aceite en un punto intermedio entre los pozos y los tanques de almacenamiento.

El número de tanques de almacenamiento dependerá principalmente, de la producción diaria que se vaya a manejar en la Batería, y de preferencia se debe dejar un margen de seguridad para posibles pozos que se integren al total de ellos.

La capacidad de los tanques será, normalmente igual a tres o cuatro veces el volumen de aceite crudo que se produzca

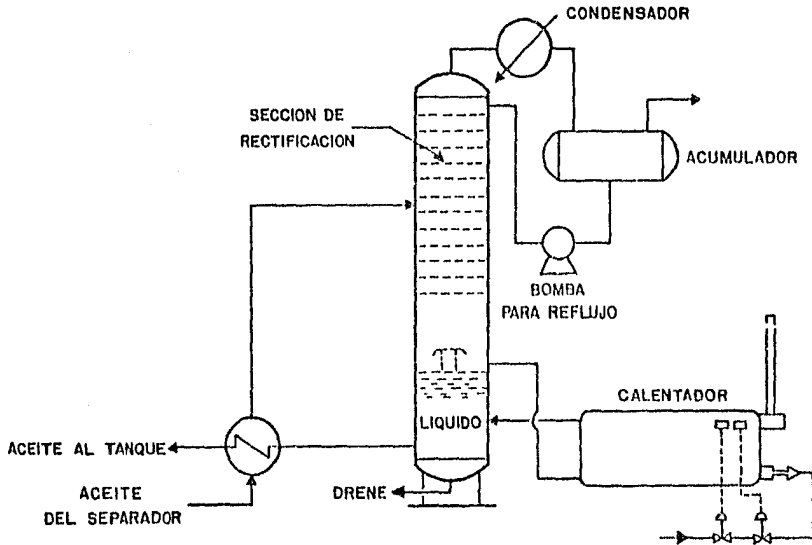


FIG. I.2 DIAGRAMA DE UNA UNIDAD ESTABILIZADORA

diariamente.

En un principio, el almacenamiento se hacia en "presas de tierra", pero pronto se abandonó esta práctica, debido a las -- grandes pérdidas por evaporación y el constante riesgo de incendio; se sustituyeron por tanques de madera por ser los más adecuados para almacenar crudos corrosivos, pero debido a su falta de hermeticidad se intentó reemplazarlo por tanques de concreto reforzado que evidentemente no resultaron prácticos ni económicos, y actualmente se utilizan tanques de acero exclusivamente ya que las máximas pérdidas por evaporación son menores al 2% y cumplen con las especificaciones API para cualquier presión de trabajo.

Para seleccionar la mejor ubicación en que habrá de instalarse un tanque para almacenamiento es necesario considerar -- con prioridad la configuración del terreno, siguiéndole en importancia la determinación de la capacidad requerida para satisfacer adecuadamente la producción esperada.

Por lo anteriormente expuesto, el objetivo de las centrales de almacenamiento de hidrocarburos parece ser, a primera -- vista, tan simple como el recibir hidrocarburos para almacenarlos durante el tiempo que se requiera para su distribución, pero debido a la gran volatilidad de la mayor parte de sus componentes, este objetivo no puede cumplirse satisfactoria o plenamente a menos de que se disponga de los elementos adecuados para impedir las pérdidas por evaporación que se producen durante el llenado, vaciado y permanencia de los hidrocarburos almacenados en los tanques, mismos que dan por resultado una variación -- considerable en la cantidad y calidad del volumen recibido con respecto al volumen para entregar.

I.4 Conocimiento general de los diversos tratamientos de campo requeridos para el petróleo crudo y el gas.

La producción de los pozos petroleros está formada por -- hidrocarburos líquidos (aceite), hidrocarburos gaseosos (gas natural) y agua salada en proporciones variables, por lo que son necesarios los procesos de deshidratación y desalado del crudo, los cuales son tratados a detalle en el capítulo IX.

Siendo el agua y el aceite fluidos no miscibles, cuando se ponen en contacto bajo condiciones de turbulencia se forman dispersiones estables (emulsiones) de ambos fluidos.

El tratamiento de las emulsiones se refiere a la separa-

ción del agua dispersa en el aceite, antes de su refinación o venta. En la actualidad la deshidratación de los crudos es una práctica común en la Industria Petrolera, lo cual requiere de un conocimiento amplio de los mecanismos de emulsificación y de la influencia de algunos efectos físicos y químicos sobre el rompimiento de dichas emulsiones.

Las principales impurezas o materiales contaminantes son el agua y sales solubles e insolubles asociadas con ella.

Las sales solubles en agua consisten principalmente de sales de sodio, calcio y magnesio, generalmente cloruros, aunque en algunas áreas se han encontrado cantidades considerables de sulfatos.

El agua, las sales y los sólidos que acompañan al aceite afectan en múltiples formas la refinación de crudo. Los principales daños que ocasionan son:

Corrosión: Mientras más se acerque el desalado de los crudos al 100%, será menor la proliferación de ácido clorhídrico (HCl) en la destilación. El HCl es muy corrosivo. Los cloruros de fierro formados producen corrosión adicional, cuando algunos ácidos orgánicos y ácido sulfhídrico (H_2S) están presentes en el aceite, bajo condiciones reductoras. Los cloruros de fierro reaccionan con el (H_2S) produciendo HCl; de donde se concluye que estos cloruros, al tener una doble acción, deben reducirse a su mínima concentración posible.

Abrasión: Mientras mayor cantidad de sólidos sean separados del aceite, será menor la acción erosiva en los puntos de máxima velocidad y turbulencia, tales como tuberías de alimentación de crudo, accesorios con desviación de flujo (válvulas, codos, etc.) cambiadores de calor y bombas.

Taponamiento: Cuando se efectúa una eficiente limpieza del crudo, se depositan menores cantidades de sales y otros sólidos en los cambiadores de calor y en el equipo de destilación. En ocasiones la acumulación de parafina obstruye (tapon) totalmente el área de flujo.

Con la depositación de sólidos, la eficiencia en la transmisión de calor, en la capacidad de fraccionado del crudo y su gasto disminuirán, al grado de requerirse frecuentes limpiezas del equipo, aumentando los costos de tratamiento.

La complejidad de las emulsiones aumenta día a día debido al creciente empleo de métodos de recuperación secundaria, que introducen cambios notables en las características de las

emulsiones por el efecto de los productos químicos utilizados.

Cuando el aceite se exporta, el precio del crudo se ve afectado según el volumen de impurezas presentes en el crudo, tales como agua, sales y otros residuos.

Queda manifiesta la importancia de la deshidratación y desalado del crudo al nivel más alto posible, mediante la selección apropiada del proceso y equipo de campo.

Los valores máximos generalmente aceptados son: 1.0% de agua y 100 LMB* para manejarse en oleoductos, y 0.1% de agua y 10 LMB para refinería o exportación.³

LMB

* Libras de sal por cada mil barriles

REFERENCIAS

CAPITULO I

- 1) Frik C. Thomas.; "Petroleum Production Handbook", Vol. II, SPE, 1962.
- 2) Garaicochea Petrirena Fco. y Nolasco M. Jesús.; "Criterios para seleccionar las condiciones de separación de Aceite y Gas, XVI Congreso AIPM.
- 3) Tellez I. José.; "Selección del Proceso y Equipo para Deshidratar y Desalar Crudos, Revista Ingeniería Petrolera, Octubre 1978.

CAPITULO II

RECOLECCION DE LA PRODUCCION.

Conocimiento de funciones, diseño, operación y mantenimiento de instalaciones de recolección de la producción.

II.1 Instalaciones superficiales en la plataforma de los pozos productores de aceite y gas.

El árbol de válvulas es un equipo conectado a las tuberías de revestimiento (ademe) en la parte superior, que a la vez que las sostiene, proporciona un sello entre las sargas y permite controlar la producción del pozo. Fig. II.1.

Por lo general los árboles de válvulas se conectan a la cabeza del pozo; la cual es capaz de soportar la TR, resistiendo cualquier presión que exista en el pozo.

Anteriormente las presiones de trabajo del equipo estaban normadas por una asignación de serie API; por ejemplo, la serie 600, significaba una presión de trabajo de 2000 lb/pg² máximas. Actualmente se usa el término "presión máxima de trabajo". Como puede verse en la tabla II.1.

TABLA II.1

PRESION MAXIMA DE TRABAJO		PRESION DE PRUEBA HIDROSTATICA		SERIE API (OBSOLETA)
lb/pg ²	kg/cm ²	lb/pg ²	kg/cm ²	
960	67.61	1440	101.41	400
2000	140.85	4000	281.69	600
3000	211.27	6000	422.54	900
5000	352.11	10000	704.23	1500
10000	704.23	15000	1056.34	2900
10000**	704.23	15000	1056.34	
15000	1056.34	22500	1584.51	

** Para bridas de tamaño especial.

Estas presiones de trabajo son aplicables para temperaturas que no excedan de 121°C (250°F).

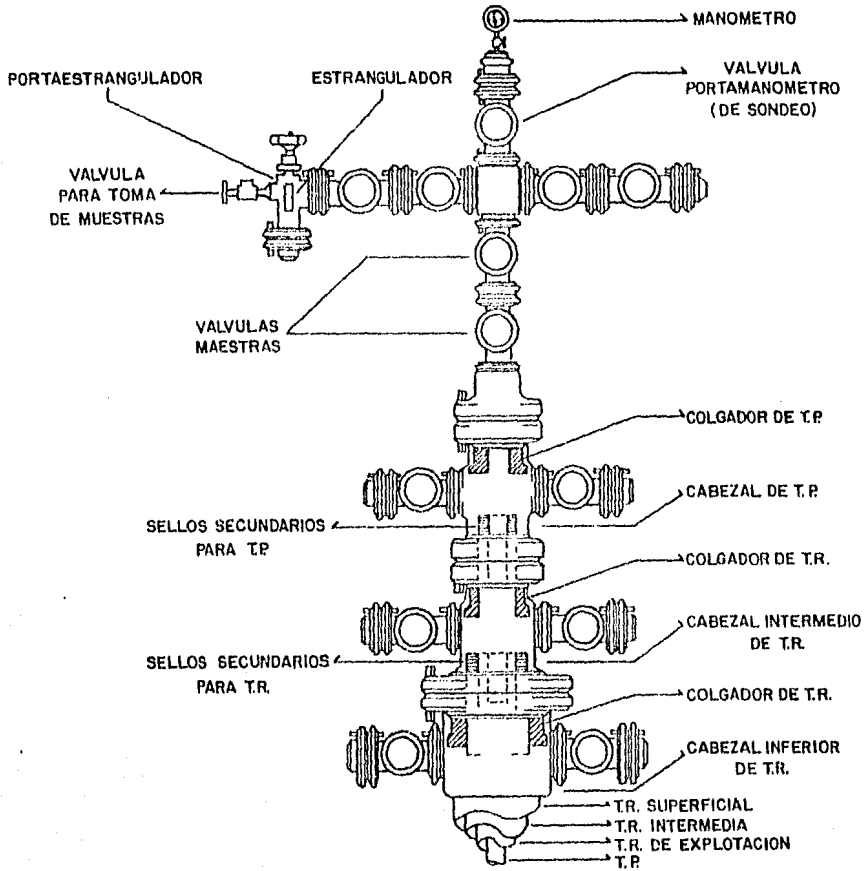


FIG.II.1 ARBOL DE VALVULAS

II.3

La presión máxima de trabajo es la presión máxima de operación a la cual estará sujeto el equipo. La presión de prueba hidrostática es la presión a cuerpo estático impuesta por el fabricante para diseñar adecuadamente las pruebas del material y de condiciones de operación en la instalación.

El equipo instalado en la plataforma de un pozo productor de aceite es el siguiente:

- ° Cabezales de tubería de revestimiento (TR)
- ° Colgadores de tubería de revestimiento
- ° Cabezales de tubería de producción (TP)
- ° Colgadores de tubería de producción
- ° Válvula de contrapresión
- ° Adaptador
- ° Arbol de válvulas
- ° Brida adaptadora del cabezal de TP
- ° Válvulas de seguridad y de tormenta
- ° Conexiones del árbol de válvulas
- ° Estranguladores

Cabezales de tubería de revestimiento.

Son partes de la instalación que sirven para soportar -- las tuberías de revestimiento y proporcionar un sello entre las mismas. Pueden ser cabezal inferior y cabezales intermedios.

El cabezal inferior, es un alojamiento conectado a la -- parte superior de la tubería superficial. Está compuesto de una concavidad (nido) para alojar el colgador de tubería de revestimiento (adecuado para soportar la siguiente TR); una brida superior para instalar preventores, un cabezal intermedio o un cabezal de tubería de producción y una conexión inferior, la cual -- puede ser una rosca hembra, una rosca macho o una pieza soldable, para conectarse con la tubería de revestimiento superficial.

El cabezal intermedio, puede ser tipo carrete o un alojamiento que se conecta a la brida superior del cabezal subyacente y proporciona un medio para soportar la siguiente tubería de revestimiento y sellar el espacio anular entre ésta y la anterior. Está compuesto de una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida superior con una concavidad o nido.

Colgador de tubería de revestimiento, es una herramienta que se asienta en el nido de un cabezal de tubería de revesti--- miento inferior o intermedio para soportar la tubería y propor--- cionar un sello entre ésta y el nido.

II.4

El tamaño de un colgador se determina por el diámetro exterior nominal, el cual es el mismo que el tamaño nominal de la brida superior del cabezal donde se aloja. Su diámetro interior es igual al diámetro exterior nominal de la TR que soportará. Por ejemplo, un colgador de 8" de diámetro nominal puede soportar tubería de 4 1/2" a 5 1/2" de diámetro nominal.

Cabezal de tubería de producción, es una pieza tipo carrete o un alojamiento que se instala en la brida superior del cabezal de la última TR. Sirve para soportar la TP y proporcionar un sello entre ésta y la tubería de revestimiento. Esta construcción por una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida superior con una concavidad o nido.

Colgador de tubería de producción, se usa para proporcionar un sello entre la TP y el cabezal de la TP. Se coloca alrededor de la tubería de producción, se introduce en el nido y puede asegurarse por medio del candado del colgador.

El peso de la tubería puede soportarse temporalmente con el colgador, pero el soporte permanente se proporciona roscando el extremo de la tubería con la brida adaptadora que se coloca en la parte superior del cabezal. Entonces el colgador actúa únicamente como sello.

Árbol de válvulas, es un conjunto de conexiones, válvulas y otros accesorios con el propósito de controlar la producción y dar acceso a la tubería de producción. El elemento que está en contacto con la sarta de la TP es la brida o un bonete. Existen diferentes diseños, todos tienen la particularidad de que se unen al cabezal de la TP usando un anillo de metal como sello. Los tipos principales difieren en la conexión que tienen con la válvula maestra, la cual puede ser mediante rosca o con brida. Las válvulas del medio árbol se fabrican de acero de alta resistencia. Generalmente son válvulas de compuerta o de tapón, bridas o roscables.

La válvula maestra, es la que controla todo el sistema con capacidad suficiente para soportar las presiones máximas del pozo. Debe ser del tipo de apertura máxima, con un claro (paso) igual o mayor al diámetro interior de la TP; para permitir el paso de diferentes herramientas, tales como los empacadores, pistones para disparos de producción, etc. En pozos de alta presión se usan dos válvulas maestras conectadas en serie.

A continuación de la válvula maestra encontramos la conexión en cruz que sirve para bifurcar el flujo a los lados, provistas de válvulas para su operación. A cada lado de la conexión

están las válvulas laterales. Estas pueden ser del tipo de apertura restringida, con un diámetro nominal un poco menor al de la válvula maestra, sin que esto cause una caída de presión apreciable.

Otra válvula del árbol es la válvula superior (porta manómetro), se localiza en la parte superior y sirve para controlar el registro de presiones leyéndose, cuando sea necesario, la presión de pozo cerrado y la de flujo a boca de pozo: asimismo la válvula superior nos sirve para efectuar operaciones posteriores a la terminación, tales como desparafinación, registro de presiones de fondo fluyente, cerrado, disparos, etc. En las operaciones que se requiera no interrumpir el flujo, se cierra la válvula y se coloca un lubricador para trabajar con presión; introduciéndose en el cuerpo del lubricador las herramientas necesarias abriendo la válvula portamanómetro para permitir su paso.

Las conexiones en rosca de las válvulas del árbol se usan para presiones máximas de 345 bares (4,992 lb/pg²), mientras que las conexiones en brida no tienen límite en cuanto a presión (recordando que la máxima presión de trabajo establecida por el API es de 1035 bares (14,796 lb/pg²)). Las conexiones se requieren que tengan un cierre perfecto.

La toma de muestras en el árbol de válvulas generalmente se encuentra después del niple porta estrangulador y esa toma de muestras consiste en una reducción (botella) de 2 a 1/2 pulgada, válvula de compuerta y una boquilla. Es importante que al efectuar la toma de muestras la válvula de 1/2" se abra un lapso moderado con el propósito de limpiar la trampa que se forma en la reducción de 2 a 1/2".

En el árbol de válvulas (navidad) también se encuentra el porta-estrangulador, estrangulador, la válvula de contrapresión y la válvula de seguridad.

Válvula de contrapresión o de retención (check), se encuentra instalada en el colgador de la tubería de producción o en el bonete del medio árbol, que sirve para obturar el agujero de la TP cuando se retira el preventor y se va a colocar el medio árbol. Una vez que se conecta este último con el cabezal de la TP, la válvula de contrapresión puede ser recuperada cuando se encuentra abierta la válvula maestra con una herramienta especial (lubricador). Se puede establecer comunicación con la TP si fuese necesario, a través de la válvula de contrapresión. De los diseños actuales, unos se instalan mediante rosca y otros con seguro de resorte (candado de expansión).

Estranguladores,

Los estranguladores, orificios o reductores, no son otra cosa que un estrechamiento en las tuberías de flujo para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo.

Los estranguladores sirven para controlar la presión de los pozos, regulando la producción de aceite y gas o para controlar la invasión de agua o arena. En ocasiones nos sirve para regular la parafina, ya que reduce los cambios de temperatura; así mismo nos ayuda a conservar la energía del yacimiento, asegurándonos una declinación más baja de los pozos, aumentando la recuperación total y la vida fluyente.

El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción.

De acuerdo con el diseño de cada fabricante, los estranguladores presentan ciertas características, cuya descripción la proporcionan en diversos manuales, sin embargo se pueden clasificar como se indica a continuación:

Estranguladores Superficiales.

a) Estrangulador Positivo. Están diseñados de tal forma que los orificios van alojados en un receptáculo fijo (porta-estrangulador), del que deben ser extraídos para cambiar su diámetro. Fig. II.3

Las marcas más conocidas son: EPN, FIP, Cameron, y los hechizos que se fabrican en los talleres de máquinas y herramientas.

El uso en la industria es amplio por su bajo costo y fácil aplicación.

b) Estrangulador ajustable. En este tipo, se puede modificar el diámetro del orificio, sin retirarlo del porta-estrangulador que lo contiene, mediante un dispositivo mecánico tipo revólver. Fig. II.2

Una variante de este tipo de estranguladores, es la llamada válvula de orificio múltiple. Tiene un principio de operación bastante sencillo, puesto que el simple desplazamiento de los orificios del elemento principal equivale a un nuevo diámetro de orificio, y este desplazamiento se logra con el giro de un mecanismo operado manual o automáticamente y de fácil ajuste.

Dependiendo del tipo de estrangulador, se disponen con extremos roscados o con bridas y con presiones de trabajo entre 1500 y 15000 lb/pg².

En la Industria Petrolera se utiliza ampliamente el estrangulador Shaffer.

Estranguladores de fondo.

a) Estranguladores que se alojan en un dispositivo denominado "niple de asiento", que va conectado en el fondo de la TP. Estos estranguladores pueden ser introducidos o recuperados junto con la tubería, o bien manejados con líneas de acero operada desde la superficie.

b) Estranguladores que se aseguran en la TP por medio de un mecanismo de anclaje que actúa en un cople de la tubería, y que es accionado con línea de acero.

El diámetro requerido del estrangulador para controlar la producción del pozo, de acuerdo a las condiciones de operación de sistema, se puede calcular con diferentes correlaciones (Gilbert, Ros, Ashford, Omaña, etc.)

Cualquier correlación que se utilice únicamente es válida cuando se tienen condiciones de flujo sónico a través del estrangulador. De otra manera la producción del pozo no será regulada y se caerá en una situación de flujo inestable, en la que las variaciones de presión corriente abajo del estrangulador se reflejarán en la formación productora, provocando fluctuaciones en la producción. Para flujo sónico el gasto es independiente de la presión corriente abajo del estrangulador.¹

Para garantizar flujo sónico a través de un estrangulador la relación de presiones antes y después del estrangulador deberá cumplir con los siguientes valores:

$$\frac{p_2}{p_1} \leq 0.5283$$

donde p_1 = presión antes del estrangulador
 p_2 = presión después del estrangulador

o bien la relación que sugiere Gilbert.

$$\frac{p_2}{p_1} \leq 0.70$$

Válvulas de seguridad, estos dispositivos están diseñados para cerrar un pozo en caso de una emergencia. Se pueden clasificar en dos tipos:

a) Autocontroladas. Este tipo de válvula va colocada entre la válvula lateral y el porta-estrangulador. Se accionan cuando se tienen cambios en la presión, temperatura o velocidad en el sistema de flujo.

Se usa para cerrar el pozo automáticamente cuando la presión en la tubería de escurrimiento decrece o se incrementa hasta ciertos límites, por ejemplo; cuando falla la tubería (fuga) o cuando se represiona. El límite superior es comúnmente 10% arriba de la presión normal de flujo, y el límite inferior es de 10 a 15% abajo de dicha presión.

b) Controladas desde la Superficie. Se les da el nombre de "válvulas de tormenta" y se usan generalmente en pozos marinos, donde el control es más difícil y en zonas donde el mal tiempo es frecuente. Este tipo de dispositivo se instala en la tubería de producción; la válvula de tormenta se encuentra abierta cuando el pozo está operando normalmente y se cierra cuando existe algún daño en el equipo superficial de producción, cuando el pozo permite un gasto mayor a un cierto valor predeterminado o la presión de la TP cae por debajo de cierto valor. Originalmente las "válvulas de tormenta" fueron usadas en localizaciones marinas o lugares muy alejados, pero es recomendable su uso en cualquier situación donde hay posibilidades de que el árbol de válvulas sufra algún daño. Existen diferentes tipos de válvula de tormenta. Todas pueden ser colocadas y recuperadas con línea de acero. Algunas pueden ser asentadas en nipples especiales y otras se adhieren a la TP mediante cuñas en cualquier punto. Algunos modelos cierran cuando la presión del pozo excede a cierto valor y otros cuando la presión se encuentra por debajo de un valor determinado. Dentro de este último tipo se ubica la válvula de tormenta OTIS-II; misma que puede usarse bajo presiones mayores de 700 bares (10,129 lb/pg²). Este tipo de válvula se llama válvula de tormenta de control directo porque la presión o el gradiente de presión del medio que la rodea es la que controla el cierre de la misma. Además se requiere del uso de una válvula controlada desde la superficie que mantenga represionada a la cámara, presión que se transmite por una pequeña tubería que se encuentra en el exterior de la TP.

Adaptador, es una herramienta usada para unir conexiones de diferentes dimensiones. Puede conectar dos bridas de diferente tamaño o una brida con una pieza roscada. Fig.II.4.

Brida adaptadora del cabezal de tubería de producción.

Es una brida intermedia que sirve para conectar la brida superior del cabezal de TP con la válvula maestra y proporcionar un soporte a la TP. Fig. II.5.

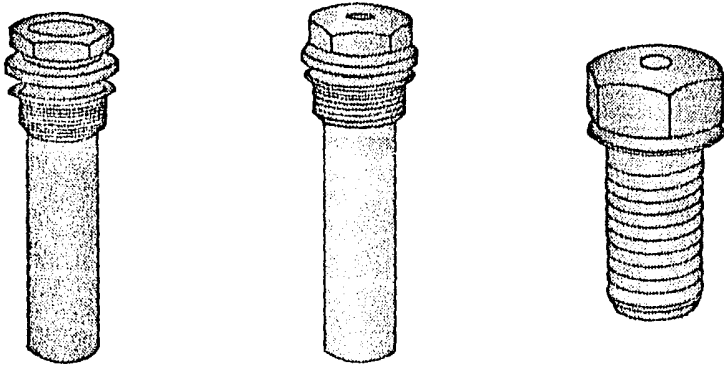


FIG. II.3 ESTRANGULADORES

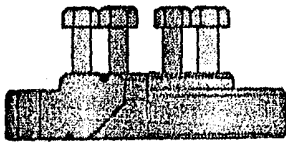


FIG. II.4 ADAPTADOR

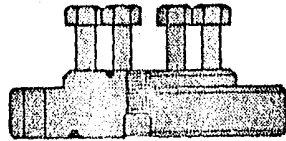


FIG. II.5 BRIDA COLGADORA

Válvulas.

En los árboles de válvulas se usan válvulas API fabricadas con una aleación de acero de alta resistencia. Las válvulas ASA por ser construidas con aceros al carbón no se usan en los pozos. Normalmente se usan válvulas de compuerta (de paso completo).

Las válvulas son elementos que sirven para permitir o restringir el paso de un fluido.

Existen varios tipos de válvulas:

- 1.- Válvula de compuerta.
- 2.- Válvula de globo.
- 3.- Válvula macho.
- * 4.- Válvula de retención (check).
- 5.- Válvula de control.
- 6.- Válvula de seguridad.

1.- VALVULA DE COMPUERTA.

Normalmente trabaja toda abierta o toda cerrada. Su área de paso es del mismo diámetro del área de la tubería. No debe usarse estrangulada, pues no sirve para regular el paso del fluido.

Se usa en líneas de succión y descarga de bombas así como en líneas de descarga de pozos; como válvula de bloqueo. Son operadas manual y eléctricamente, ya sea por medio de un volante o motor eléctrico, que actúan sobre un vástago que levanta la compuerta. Este tipo de válvulas no tienen sentido de entrada o de salida, cualquiera de sus lados sirven para los dos propósitos. Fig. II.6

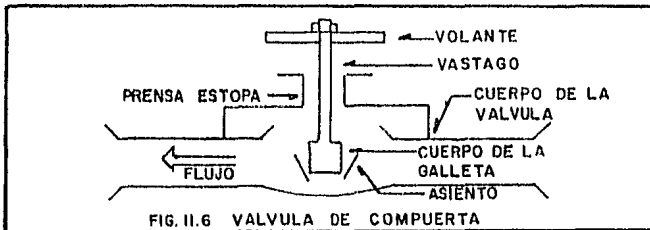


FIG. II.6 VALVULA DE COMPUERTA

* De la válvula 2 a la 6 son utilizadas principalmente en el manejo de la producción en superficie.

2.- VALVULA DE GLOBO.

Se llaman así por la apariencia de su cuerpo; su característica es que tiene una apertura u orificio por donde pasa el flujo, siendo esta apertura perpendicular al sentido del flujo. Por tal razón este tipo de válvulas deben ser usadas en un solo sentido. Para su instalación se observará que la presión mayor este bajo la apertura del orificio.

Se usan para estrangular o controlar un flujo determinado. Fig II.7.

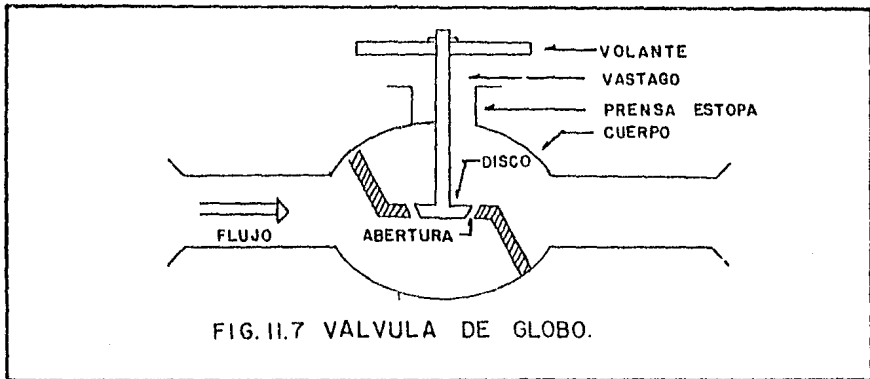


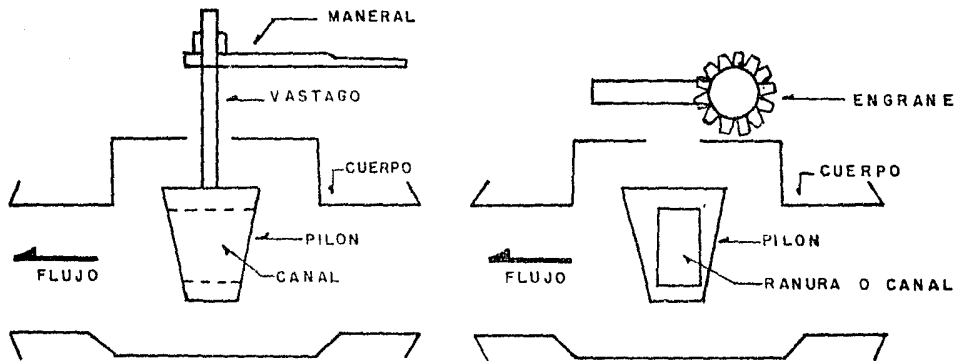
FIG.II.7 VALVULA DE GLOBO.

3.- VALVULA MACHO.

También se les llama de tapón. Consta de un cilindro o tanque perforado de lado a lado, formando un canal en el cuerpo del cilindro. Cuando este canal está en el mismo sentido del flujo, permite su paso, en caso contrario es decir dando una vuelta de 90°, se opone la cara sólida del cilindro y obstruye el flujo.

Este cilindro se acciona exteriormente por medio de un maneral o por medio de un volante acoplado a un sistema de engranes, que actúan sobre el vástago unido al cilindro.

Este tipo de válvula se usa principalmente en sistemas donde se trabaja con productos ligeros; gases y gasolinas. Por su construcción son de cierre rápido ya que necesitan girar solo 90° para abrir o cerrar. Es necesario una lubricación constante y adecuada. Fig. II.8.



II.13

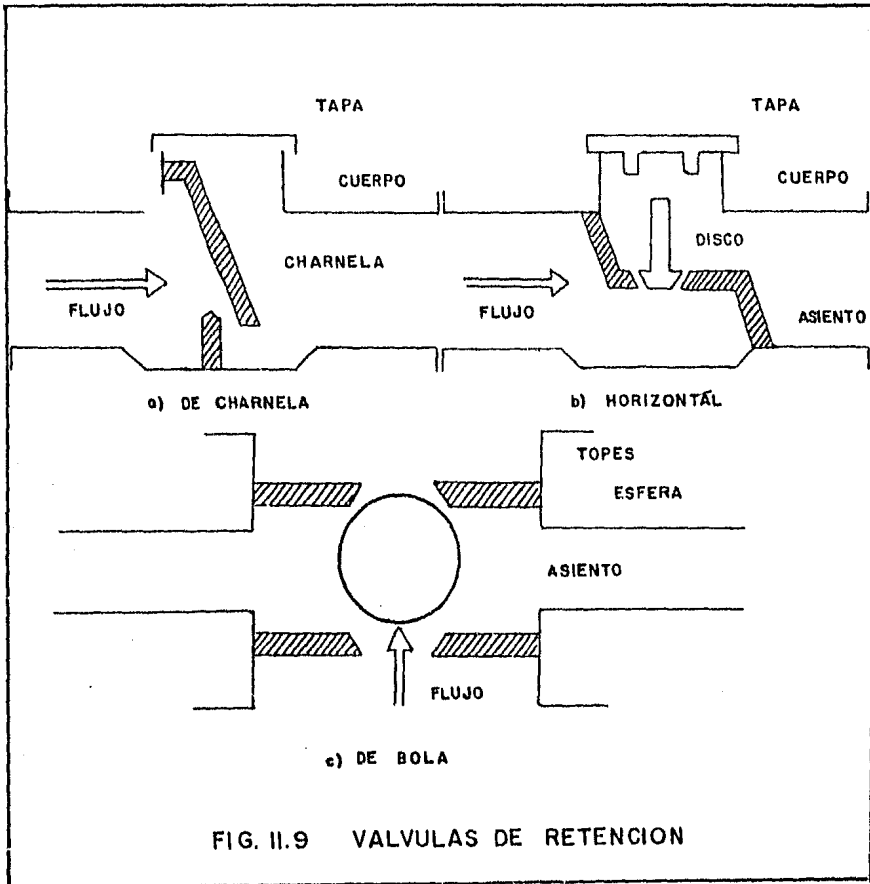
FIG. II.8 VALVULAS MACHO

4.- VALVULA DE RETENCION.

La válvula de retención más conocida como check, tiene como característica general lograr pasar el flujo en un solo sentido y evitar que este regrese. Para este fin cuenta con una apertura que puede ser obstruida por medio de un disco, una placa o una esfera metálica.

Como se puede notar este tipo de válvula se debe colocar en el sentido correcto y para evitar confusiones cuenta con una marca en el sentido del flujo. Fig. II.9

Se usan en la descarga de bombas. Si la bomba se para, - evitará que regrese el fluido de la línea de descarga a la bomba. El tipo a) Charnela o lengüeta y b) Horizontal operan solamente en posición horizontal, no así el tipo c) De bola, que trabaja adecuadamente en posición vertical, nunca horizontal.



5.- VALVULA DE CONTROL.

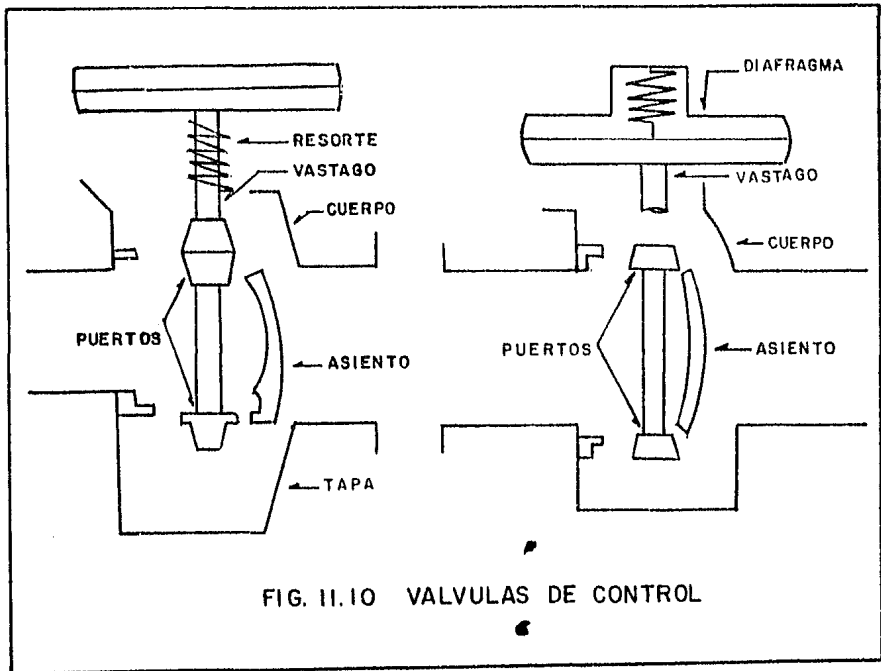
Son válvulas de construcción especial, usadas para controlar las variables del proceso de producción, como son presión, temperatura, nivel de fluidos y flujo en forma automática.

Estas válvulas pueden ser operadas por medio de una señal, resorte o contrapeso. Fig. II.10

a) Las de señal son operadas al admitir aire de un instrumento de control al diafragma de la válvula; así abre o cierra la válvula.

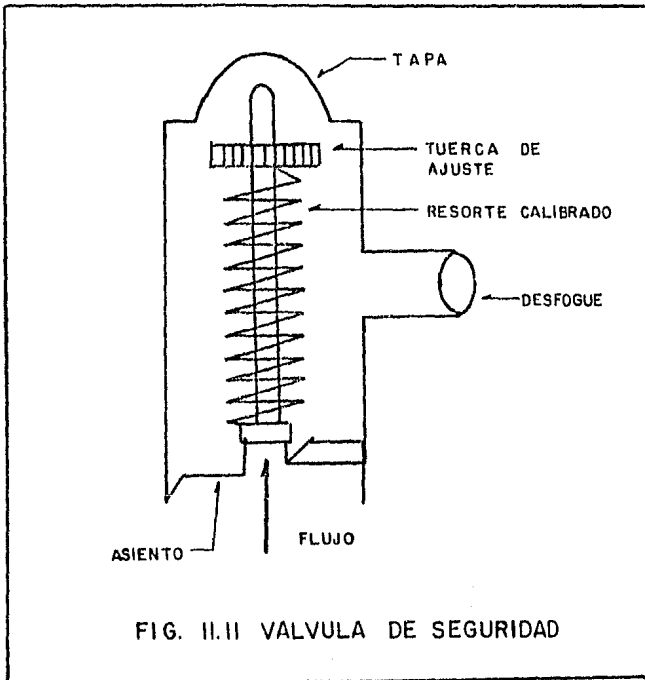
b) La válvula operada por resorte abre cuando la presión en la parte inferior de la válvula es mayor que la fuerza del resorte, en caso contrario cierra.

c) La válvula operada por contrapesos emplea en lugar de resorte un contrapeso.



6.- VALVULA DE SEGURIDAD.

Las válvulas de relevo o seguridad son utilizadas para la protección del personal y equipo. Están construidas para abrir a una presión ajustada específicamente y cerrar por medio de un resorte cuando disminuye la presión por debajo de la de ajuste. Fig. II.11.



II.2. TUBERIAS DE RECOLECCION DE ACEITE Y GAS.

TUBERIAS DE ACERO:

Las tuberías de acero usadas en el transporte de aceite y gas son predominantemente tuberías sin costura o tuberías de soldadura en espiral. Las tuberías soldadas axialmente pueden ser, soldadas por arco eléctrico, resistencia eléctrica y las de soldadura por arco sumergido son menos utilizadas.

El diámetro nominal en pulgadas es igual al diámetro exterior de la tubería. La tolerancia para el diámetro exterior, varía de acuerdo al modo de fabricación y al diámetro de la tubería. La tolerancia máxima admisible es de $\pm 1\%$. La tolerancia para el espesor de pared, asimismo depende de la medida de la tubería y tipo de fabricación. Las tolerancias máximas admisibles son de $+20$ y -12.5% .

Una tubería de diámetro interior dado y rango de presión sera más barata entre menor sea el espesor de pared de la misma. Esto requiere de aceros que resistan grandes esfuerzos.

Los costos específicos en el transporte tanto de aceite como de gas disminuirán cuando la capacidad de manejo aumente, esto se logra si el aceite y el gas se transporta en tuberías del mayor diámetro, óptimo para una capacidad dada. Tuberías de gran diámetro son usualmente mas baratas de construir usando la técnica de soldadura en espiral (sin costura). Esta tecnología permite dar a una tubería el menor espesor de pared que el dado para tuberías de soldadura axial (con costura). También los rangos de operación de las tuberías sin costura son mayores a las tuberías con costura del mismo diámetro y espesor de pared. Las tuberías de acero sin costura pueden ser hechas de cualquier grado de acero.

El rango de requerimientos a los que se someten los aceros de las tuberías han sido últimamente extendidos considerablemente por el hecho de que día a día ha ido en aumento el número de pozos de aceite y gas que se perforan en climas árticos. Las bajas temperaturas ahí existentes reducen substancialmente la ductibilidad del acero de las tuberías. Un parámetro que permite evaluar el esfuerzo del acero es antes que todo, la temperatura crítica de transición o de cristalización establecida por la prueba de flexión sin que exista ningún daño en el acero. La adición de manganeso (Mn) arriba del 2% subirá el esfuerzo de cedencia del acero y disminuirá su temperatura de transición.

Una adición de 0.05% de aluminio (Al) aumentará, sin embargo, el esfuerzo de cedencia, y disminuirá substancialmente la temperatura de transición. Tuberías usadas en climas fríos, por esto contendrán usualmente pequeñas cantidades de aluminio (Al).

TUBERIAS DE ALUMINIO

Fue en los años sesentas cuando dos ventajas de la tubería de aleación de aluminio (alloyed aluminium pipe) en el transporte de aceite y gas comenzaron a reconocerse.

Las ventajas incluyen un menor peso unitario y una mayor facilidad en su manejo y transporte., mejor resistencia a las impurezas, manejo menos cuidadoso y mejor adaptabilidad a los cambios de temperatura, facilidad de soldado, fácil tendido en terrenos inclinados debido a que poseen mayor flexibilidad.

La capa de óxido que se forma en la superficie de aluminio es más resistente a la corrosión. No es corroído por el ácido sulfhídrico, lo que lo hace preferible cuando el aceite o el gas contienen (H₂S) y va ha ser transportado. No es atacado por el agua salada, lo que lo hace una opción natural para líneas de conducción submarinas en pozos marinos.

Las tuberías de aluminio no son muy usadas ampliamente aún, debido principalmente a que los esfuerzos de tensión y cedencia de la aleación del aluminio disponibles para la Industria Petrolera son menores a los del acero para tuberías y posiblemente porque sus ventajas no son muy conocidas.

II.3 Múltiples de recolección de aceite y gas y estaciones de regulación de gas.

El sistema de tuberías, bombas, tanques, válvulas y otro equipo adicional por medio del cual se transporta el aceite y se controla el flujo desde los pozos hasta un punto principal de almacenamiento o distribución, se llama "sistema de recolección" o "sistema colector". Se pueden reducir costos con un buen diseño del sistema de recolección, con la debida atención a la distribución de las tuberías y la localización de los tanques para obtener una ventaja máxima del flujo por gravedad, con un consumo mínimo de energía para bombeo y pérdida mínima en el manejo del aceite.

El contorno del terreno no solo tiene mucho que ver con la disposición del sistema de recolección, sino que influye en la selección del sitio para la planta deshidratadora, centro de almacenamiento o punto de distribución con los que debe conectar. Por lo cual es necesario contar con un plano topográfico de la localidad.

Frecuentemente el punto de distribución lo determina la localización de instalaciones de embarque previamente construidas.

Comunmente, el sistema de recolección va creciendo a medida que se van ampliando las operaciones de perforación y eventualmente parece mal diseñado o inadecuado para las necesidades de la localización al aproximarse a su desarrollo completo, necesitando tal vez costosos reacondicionamientos o duplicación de líneas. Puesto que un campo es generalmente un área probada, perforando primero pozos en los límites, pronto quedará rodeado por una línea de recolección principal con ramales que se extienden a los tanques de almacenamiento.

Las líneas colectoras deben enterrarse o aislarse adecuadamente para evitar variaciones de temperatura, cambios diarios de temperatura hasta de más de 27.5 °C pueden ocurrir en líneas superficiales no protegidas, mientras que en las líneas enterradas 1.20 m abajo de la superficie de la tierra, la variación de temperatura puede reducirse a sólo 0.55°C.

Las tuberías de recolección deben tenderse con un gradiente tan uniforme como sea posible, evitando irregularidades de declive que pueden producir caídas de presión y dejar aceite atrapado en los puntos bajos y gas en los puntos altos.

Cuando las tuberías cruzan caminos o carreteras usados por vehículos pesados, deberán enterrarse profundamente para evitar aplastamiento, doblez o vibración indebida que podría aflojar juntas y ocasionar fugas.

Se insertan en las líneas válvulas de retención siempre que sea necesario para evitar flujo en sentido inverso. Las líneas colectoras son conectadas a una tubería múltiple adecuada con válvulas y accesorios que permitan dirigir la entrega del aceite a cualquier tanque colector en el sistema de almacenamiento.

En circunstancias en las que no se pueda aprovechar la fuerza de gravedad para transportar el aceite a través del sistema de recolección se deben utilizar bombas.

Como es necesario un sistema de recolección de aceite -- así también es necesario un sistema de recolección de gas para transportarlo ya sea de los pozos o de los separadores a la -- planta de extracción de componentes ligeros o a la planta de -- compresoras donde es comprimido para su transmisión a gasoduc-- tos o para reinyección dentro de los pozos de bombeo neumático, o a máquinas de gas para accionar equipo de bombeo o generadores de energía. Para este objeto se usan tuberías de tamaño apropiado, diseñadas para tener capacidad para el volumen de gas que se va a transportar a la presión deseada. Estratégicamente situadas las líneas principales de gas, comunicadas entre sí, -- se extienden a diferentes porciones del campo, y ramales de menor diámetro conectan éstas con cada pozo.

Al planear la disposición de los sistemas de recolec-- ción y distribución de gas será conveniente disponer de un plano topográfico, preciso de la localización. Este plano sugerirá rutas que pueden seguir convenientemente las líneas troncales -- de recolección de gas y por los ramales que conectan a estas -- con los separadores. La economía en costo inicial y costo de operación requiere que las líneas colectoras sean lo más cortas posibles. Se debe buscar un balance económico entre el costo de instalación y el de operación del sistema de recolección de gas. Las líneas de mayor diámetro son de mayor costo en inversión ini cial, pero transmiten gas con menores pérdidas de presión que -- las líneas de menor diámetro y, por lo tanto, son más satisfacto-- rias desde el punto de vista de operación. Los diámetros de tu-- bería que puedan usarse dependerán de la presión mantenida en -- los separadores, la presión de entrega necesaria y la caída de presión permitida.

La disposición de un sistema de recolección de gas puede proyectarse arreglando las líneas principales y ramales como el tronco, las ramas y ramales de un árbol, o puede usarse el sistema de "anillo", como se muestra en la Fig. II.12.* En éste él t^o las líneas principales forman un circuito en el área donde se recolecta el gas, extendiéndose los ramales de este anillo a

* En esta figura lo que se trata de representar es el sistema de "anillo"; aunque como puede observarse también es utilizado para el diseño de oleoductos.

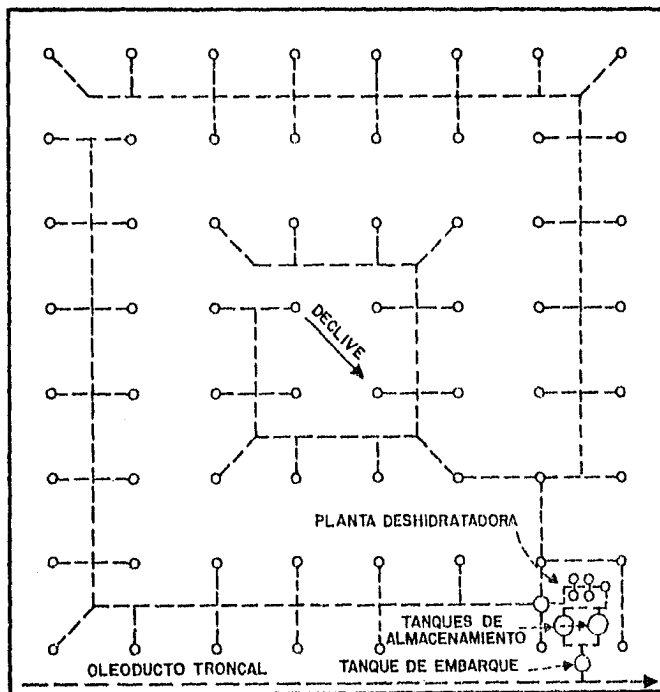


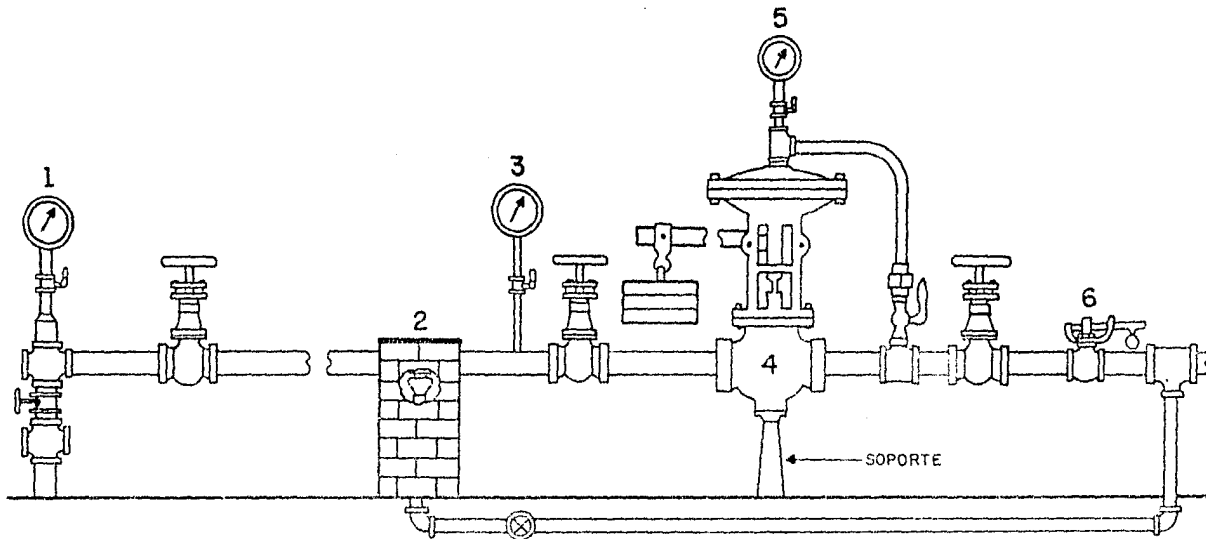
FIG. II. 12 SISTEMA DE RECOLECCION IDEAL PARA TERRENO CON DECLIVE UNIFORME.

Se supone que los pequeños tanques recolectores y de aforo en cada pozo, no indicados en el esquema, están colocados a una elevación suficiente para permitir que el aceite fluya contra el declive general del terreno en cortas distancias.

cada fuente de suministro de gas. Con frecuencia el sistema de anillo es más costoso de instalar por la mayor longitud de la tubería de mayor diámetro necesario, pero es más flexible y eficiente desde el punto de vista de operación. Como existen dos direcciones posibles del flujo al punto de entrega, una parte del anillo puede aislarse para reparación o ampliaciones sin interferir con el flujo a través del resto del sistema.

Cuando se practica la separación por etapas, o cuando el gas producido por varios pozos difiere marcadamente en su presión, puede ser necesario o conveniente construir y operar dos o más sistemas de recolección de gas cada uno operando a diferente presión.

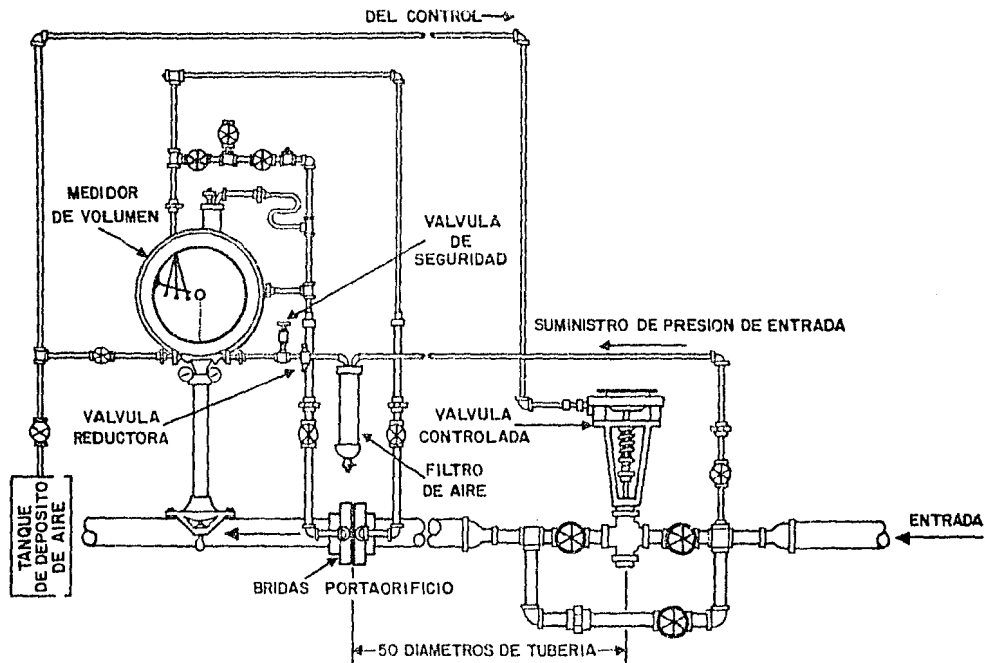
Cuando cada pozo produce grandes cantidades de gas y se mantienen registros adecuados de producción, será necesario proporcionar un medidor y regulador de presión en la conexión lateral a cada pozo. Los medidores de orificio son el tipo preferido para este servicio, mientras que el regulador de presión, colocado corriente abajo del medidor, puede ser del tipo de diafragma flotante o de resorte con pesas. Ver Figs. II.13 y II.14. El regulador de presión mantiene una presión adecuada contra el separador y el pozo permite una operación más confiable del medidor. También se encuentra instalada una válvula de seguridad entre el regulador de presión y el medidor para proteger a este último de presión excesiva en el caso de que falle la operación del regulador. El gas descargado del sistema, en esos casos, deberá conducirse a un quemador que tenga una elevación adecuada y a distancia segura de los tanques, pozos y separadores antes de descargarlo a la atmósfera. Las válvulas de seguridad de presión diferencial están diseñadas para descargar automáticamente el gas a la atmósfera, siempre que la diferencia de presión entre los lados opuestos del medidor exceda cierta cantidad para la cual está ajustado el dispositivo.²



II. 23

FIG.II.13 MEDIOS DE CONTROL PARA REGULAR PRESION,
 APROPIADOS PARA POZOS DE GAS DE BAJA PRESION.

1, Cabezal del pozo; 2, Horno para calentar el gas y evitar que se congele el regulador de presión
 3, Manómetro que muestra la presión en el lado de alta presión del regulador; 4, Regulador de presión
 5, Manómetro que muestra la presión en el lado de baja presión del regulador; 6, Válvula de seguridad
 de escape.



II. 24

FIG. II.14 DISPOSICION DEL EQUIPO PARA CONTROLAR EL VOLUMEN Y LA PRESION DEL GAS ENTREGADO POR UN POZO O UNA LINEA DE RECOLECCION DE GAS.

II.4 Problemas ocasionados por arena, asfaltenos, sales, parafina, hidratos de hidrocarburos y carbonatos.

Es un hecho que la presencia de materiales en la producción industrial de aceite y gas provoca una serie de problemas en las operaciones de explotación del petróleo su efecto dañino ha sido reconocido desde los inicios de la Industria Petrolera.

Estos problemas son ocasionados principalmente por arena, asfaltenos, sales, parafina, hidratos de hidrocarburos y carbonatos.

II.4.1 Arena.

El movimiento de arena proveniente de formaciones no consolidadas en pozos productores de aceite o gas, ocasiona problemas tanto en aspectos económicos como de riesgos en las instalaciones, por ejemplo:

a) Interrupción en la producción, ocasionada por tapo namiento en la tubería de producción en ocasiones en la tubería de revestimiento, en las líneas de escurrimiento, separadores, etc.

En un pozo con entrada de arena se forman tapones en las tuberías, que obstruyen el flujo ya que las formaciones arenosas contienen cantidades considerables de arcilla y limo que al acomodarse con las partículas de arena forman tapones impermeables.

b) Se incrementan los esfuerzos de sobrecarga de las formaciones ocasionando colapsamiento en las tuberías de revestimiento.

Las tuberías de revestimiento en el intervalo de producción son sometidas a acortamientos provocados por la compactación del yacimiento al estar éste conformado por una formación no consolidada. El acortamiento de las tuberías es una deformación plástica debida a que las cargas axiales provocadas por las arenas exceden el límite elástico del acero, tales cargas pueden provocar severas deformaciones.

c) El equipo subsuperficial y superficial es dañado por erosión de la arena.

Las tuberías que se encuentran en los intervalos de producción son frecuentemente erosionadas en forma severa por la entrada de la arena con los fluidos. Grandes cavidades se llegan a formar en los cedazos o tubos cortos (liners) ranurados.

Ocasionalmente la producción de arena viene acompañada de fragmentos de cemento y de formación lo cual indica erosión excesiva en la tubería de revestimiento.

La erosión esta en función de varios factores, como:

DISTRIBUCION DE LAS FASES.
 PRESENCIA DE BURBUJAS DE GAS.
 DISTRIBUCION Y CARACTERISTICAS DE LOS SOLIDOS (VELOCIDAD Y ANGULO DE INCIDENCIA).

La erosión afecta principalmente a las secciones donde existen cambios de diámetro o dirección, por ejemplo: codos, válvulas, estranguladores, etc.

Daños personales, contaminación y destrucción también son consecuencia de la erosión del equipo superficial.

d) En la superficie se requiere de dispositivos especiales que eliminen la arena del aceite producido, tales como los separadores ciclónicos. Este tipo de separadores consiste de un recipiente en forma de cono invertido, el cual esta provisto de una entrada tangencial para la mezcla de hidrocarburos. Las partículas de arena en la corriente de hidrocarburos son precipitadas por acción de la fuerza centrifuga hacia abajo donde son recolectadas y descargadas a través de la salida que se localiza en la parte inferior del recipiente. La mezcla libre de impurezas sale tangencialmente para continuar su trayecto hacia las centrales de recolección (batería).

Otra razón para evitar la producción de arena es eliminar o minimizar los costos por problemas de manejo y/o deposición, particularmente en los equipos superficiales. Remover los sólidos facilita el manejo y evita la formación de tapones de arena, ayudando con ello a cumplir con las reglamentaciones de contenido de impurezas para la venta de hidrocarburos.³

II.4.2 Asfaltenos.

Un alto porcentaje de aceites crudos poseen sustancias - asfálticas en forma coloidal. Estas originan problemas como: taponamiento de los poros de la formación, obturamiento de líneas de descarga, daño a las instalaciones de producción, formación de emulsiones, etc. De un análisis microscópico se determinó que el material asfáltico está formado por partículas esféricas cuyo diámetro va de 30 a 60 Å.

El material asfáltico está constituido esencialmente de:

- Resinas neutras.- Hidrocarburos aromáticos de alto peso molecular.
- Asfaltenos.- Sustancias sólidas no cristalinas, solubles en benceno y bisulfuro de carbono, pero no en destilados del petróleo.
- Acidos asfaltogénicos.- Sustancias solubles en benceno y soluciones alcalinas.

Los dos primeros constituyentes son los que se encuentran en mayor proporción. Del análisis de una acumulación de material asfáltico se distingue que el centro está formado de sustancias de alto peso molecular y de naturaleza aromática, mientras que los constituyentes ligeros se encuentran en mayor proporción, a medida que se alejan del centro, hasta llegar a componentes plenamente alifáticos. De aquí que no exista una interfase definida.

La precipitación de material asfáltico ocurre cuando se rompe el equilibrio de la suspensión. Existe una teoría que explica la existencia de suspensiones estables debido a fenómenos eléctricos basados en la carga eléctrica del material. La deposición de material asfáltico puede lograrse por electrodeposición o mediante la generación de potenciales de corriente.

Causas y mecanismos de precipitación de material asfáltico

Los mecanismos de precipitación de material asfáltico no están del todo estudiados. De los trabajos realizados se han distinguido los siguientes factores como responsables de la precipitación: empleo de solventes (isooctano, isohexano, pentano normal y acetona), cambio en la presión y temperatura, segregación gravitacional, electrodeposición y potenciales de corriente.

Segregación gravitacional.- Debido al tamaño de las partículas (30-65 Å) es necesario emplear métodos de ultracentrifugación, cuya fuerza centrífuga es equivalente a 80 000 veces - la aceleración gravitacional. Se estima una densidad promedio de 1.22 gr/cc. El asentamiento por gravedad puede presentarse debido a la diferencia de densidades entre el crudo y el material -- asfáltico.

Electrodeposición.- Las partículas asfálticas poseen - una carga negativa. Debido al flujo del aceite en medios capilares se genera una diferencia de potencial entre éste y la pared del conducto y las partículas asfálticas son atraídas hacia la - pared.

Potencial de corriente.- Este fenómeno se debe al movi-- miento de las fases en el medio poroso, las partículas se precipitan por la neutralización de su carga.

Problemas ocasionados por material asfáltico y métodos de control.

a) Formación de lodo asfáltico durante una estimulación con ácido.

La reacción química de los asfaltenos con el ácido puede generar una sustancia viscosa y pesada que obtura el medio po-- roso. Experimentalmente se ha observado que al agitar vigorosa-- mente ácido clorhídrico con aceite crudo, se presenta una capa - viscosa en la interfase, si esa capa persiste aún después de in-- crementar la temperatura y centrifugar, se trata de lodo asfálti-- co. La cantidad de este lodo depende del tiempo de contacto en-- tre el ácido y el crudo.

Una vez que el lodo asfáltico se ha formado es muy difícil lograr su "desintegración", por esta razón es más recomendable evitar su formación que resolver el problema.

Se han desarrollado diferentes técnicas con el fin de evitar la formación de lodo asfáltico:

1) Emulsiones de ácido con solventes aromáticos.

2) Empleo de agentes estabilizadores que forman una ba-- rrrera química entre las partículas asfálticas y el ácido.

b) Depositación de sustancias asfálticas en el equipo de producción.

Cuando el material asfáltico se deposita y es difícil -- realizar un tratamiento, el problema se agudiza. El depósito puede ser removido empleando solventes como cloroformo, bisulfuro - carbónico, xileno, benceno y aromáticos pesados.

c) Influencia de la presencia de material asfáltico en la formación de emulsiones.

Mientras mayor es la cantidad de material coloidal presente en las emulsiones, éstas se vuelven más estables. Cuando la fase acuosa tiene un pH menor a 6 la película interfacial se presenta como una membrana rígida e irreversible que rodea a la gota de agua. La presencia de una emulsión estable en las vecindades del pozo produce un bloqueo que puede ser total, de los fluidos del yacimiento hacia el pozo. Por otra parte los costos de operación se incrementan debido a la necesidad de dispositivos para la separación de agua y aceite.

d) Efecto del material asfáltico en la recuperación de aceite del yacimiento.

Debido a la presencia de material asfáltico en los fluidos del yacimiento y si éste es productor por empuje de agua, se ha observado la formación de una película que altera la tensión interfacial entre el aceite y el agua. Una vez formada la película el proceso es irreversible. Debido a esto la efectividad del empuje disminuye lo mismo que la cantidad de fluidos -- que la formación aporta. Además pueden presentarse las corrientes de fuga y favorecer la depositación de material asfáltico -- taponando los pequeños conductos y restringiendo aún más, la -- producción.⁴

II.4.3 Sales (corrosión).

La corrosión es la destrucción del metal por acción química directa o electroquímica. La presencia de agua produce un fenómeno electroquímico.

La constitución del metal y el agente al que está expuesto determinan la tendencia de la reacción y su velocidad es ta condicionada por los subproductos de ésta.

La presencia de impurezas, como calcio, magnesio, sílice, etc. condicionan la consistencia de la capa que va recubriendo la superficie de metal. Si la capa es deleznable el ritmo de corrosión aumenta, pero si es densa y uniforme se forma una barrera que reduce considerablemente, la velocidad de reacción.

La composición del metal y la del agente condicionan la diferencia de potencial, lo cual acelera la corrosión debido al movimiento de partículas. La corriente de partículas va del metal más susceptible a corrosión al menos. Del primero se desprenden los iones de hidrógeno y en el segundo entran en solución -

los iones metálicos. El ánodo es el metal que disuelve y el cátodo es el que proporciona los iones de hidrógeno.

Un factor esencial para que la corrosión se lleve a cabo es la presencia de oxígeno. La corrosión raramente es uniforme - en toda la superficie del metal. mientras menor sea el área anódica, respecto a la catódica es mayor la velocidad de desarrollo de la corrosión. Otros factores son: la temperatura, la presencia de organismos (bacterias anaeróbicas), la oxigenación del medio y su movimiento, la presencia de sales, etc.

Los gastos originados por la corrosión, llegan a ser - cuantiosos, pues además de la necesidad de reemplazar la pieza dañada, dado que la corrosión debilita la resistencia mecánica del material, se corre el riesgo de fugas y roturas que ponen en peligro a la instalación y más aún la vida del personal que labora en las instalaciones.

Siempre es más recomendable prevenir el problema a solucionarlo. De hecho la corrosión es un problema integral que se puede presentar en toda instalación en que se manejan fluidos corrosivos, como es el caso de algunos componentes asociados a los hidrocarburos.

Además de que el metal está expuesto a la corrosión debe tenerse en mente que también está sujeto a esfuerzos y en ocasiones a alta temperatura.

Cuando se ha detectado la posibilidad de corrosión en el sistema es recomendable identificar el lugar exacto donde ésta puede presentarse, medir su magnitud, calcular las pérdidas que se han originado y su costo futuro. Para esto existen diversos métodos:

El método estadístico se basa en la historia del pozo, - cuantas intervenciones se han realizado, la observación directa de las instalaciones (árbol de válvulas, estrangulador, líneas, etc.). Cualquier operación en la cual la instalación quede fuera de servicio debe aprovecharse y observar si existe corrosión. Sin embargo el hecho de no encontrar corrosión en las instalaciones superficiales no asegura la ausencia de ésta en el equipo subsuperficial.

La prueba de placa testigo, consiste en introducir una - placa de metal, previamente pesada, al pozo y dejarla expuesta a los fluidos. En un tiempo de 15 a 20 días la placa es retirada, se limpia y se pesa. El ritmo de corrosión se reporta en IPY -- (pulgadas de penetración por año), conforme a la pérdida de peso de la placa, el área expuesta de la misma y el tiempo de exposi-

ción. Un valor de IPY=.01 indica un ataque severo; IPY=.005 es un resultado medio y IPY=.001 indica que la corrosión es despre-ciable.

El corrosímetro consiste en exponer un alambre a los fluidos del pozo y medir su resistencia eléctrica; es decir, la corrosión irá destruyendo el alambre y el área transversal disponible al flujo de electrones disminuye y por lo tanto se presenta un incremento en su resistencia, esta es medida y de acuerdo a calibraciones previamente realizadas se estima el ritmo de corrosión. Este método permite estimaciones más exactas.

La calibración de la tubería, es otra forma para estimar la corrosión, la tubería se calibra cada cierto tiempo, la presencia de corrosión o algún asentamiento o incrustación se manifiesta.

El análisis químico de los fluidos del pozo permite detectar cualquier aumento en el contenido del fierro. Esto indica que la tubería esta perdiendo metal y por tanto la presencia de corrosión.

El ácido sulfúrico y el bióxido de carbono, este último disuelto en agua forma el ácido carbónico, son dos agentes corrosivos asociados a la producción de gas de formación.

En la Industria Petrolera se han detectado condiciones - que favorecen la corrosión:

- 1) Profundidades mayores a 1500 m.
- 2) Temperatura superior a 70°C
- 3) Presión mayor a 100 Kg/cm².
- 4) Producción de gas superior a 2MMPCD*
- 5) Presión parcial de CO₂ superior a 30 lb/pg².
- 6) pH del agua producida menor a 5.5

Identificada la presencia de corrosión debe seleccionarse cuidadosamente el método que la controle o inhiba. No existe una técnica o agente que pudiera considerarse como de uso universal.

* MMPCD Millones de pies cúbicos por día.

II.4.4 Parafinas.

La parafina es un material invariablemente asociado a la producción de hidrocarburos líquidos. La parafina la constituyen cadenas de hidrocarburos cuya fórmula química condensada es: $C_n H_{2n+2}$. En el campo la parafina es un material ceroso, originalmente en solución dentro del aceite, de alto peso molecular, cuyo número de carbonos varía de 20-50 y ocasionan múltiples problemas. La parafina es soluble en la mayoría de los derivados líquidos del petróleo.

Los principales mecanismos a los que se atribuye la deposición de parafina, son:

- 1) Diferencia de temperatura entre el crudo y la superficie con la que está en contacto.
- 2) Cantidad de sólidos en la corriente de fluidos.
- 3) Rugosidad de la tubería.
- 4) Velocidad de los fluidos.
- 5) Liberación de fracciones ligeras.

La depositación de parafina es un problema integral, ya que se puede presentar en cualquier parte, desde el yacimiento - hasta las instalaciones superficiales de almacenamiento.

Durante el flujo de fluido del yacimiento hacia el pozo y ya que esto se realiza en un medio poroso y permeable, además en flujo multifásico, las paredes del medio adquieren un potencial positivo mientras que la parafina uno negativo, esto provoca que la parafina se adhiera a la pared y obstruya el flujo.

Cuando los fluidos salen del yacimiento y entran al pozo hay un cambio brusco en la presión, de manera que la mezcla, por el gas libre y el contenido en solución sufre un cambio repentino en volumen que debido al efecto Joule-Thompson genera un abajamiento en la temperatura lo que favorece la depositación de la parafina en la cara de la formación.

Cuando los fluidos de la formación llegan al pozo la presión, temperatura y composición de la mezcla varían a lo largo de la tubería de producción (T.P.). Estos cambios originan la liberación de fracciones ligeras que originalmente mantienen en solución a la parafina. Además la rugosidad de la superficie atrapa las partículas de cera. Ya que la temperatura es el principal

factor en la formación y depositación de los cristales de cera y como la superficie de contacto tiene una menor temperatura - que la del aceite, la parafina tiende a moverse hacia esos lugares obturando el área efectiva al flujo, depositándose en -- válvulas, varillas y T.P.

Una vez que la mezcla de hidrocarburos llega a la superficie, nuevamente es la temperatura, entre otros factores, la - que condiciona el ritmo de depositación. El gradiente de temperatura a lo largo de la tubería de escurrimiento demuestra que la mayor variación de temperatura se lleva a cabo en las vecindades del cabezal del pozo lo que origina que la mayor depositación se lleve a cabo en ese lugar. Esto ocasiona reducción del área de flujo; reclama una mayor presión para mover al fluido y contrapresión hacia la cabeza del pozo.

Cuando finalmente la mezcla llega a la batería de separación, en el separador se separan las fracciones ligeras con - el resultado ya descrito. En los tanques de almacenamiento debido a la ausencia de movimiento el crecimiento del depósito de - parafina puede desarrollarse con facilidad.

A la fecha han sido muchos los métodos y técnicas desarrolladas para el control de la parafina, en términos generales se distinguen dos clases:

- a) Métodos correctivos
- b) Métodos preventivos

a) Métodos correctivos.- La aplicación de estos métodos tiene por objetivo retirar el depósito. El retiro del depósito - se logra de diversas formas, empleando raspadores de tubería, - diablos, tratamientos con fluidos a alta temperatura, etc.

b) Métodos preventivos.- El propósito de estos métodos es impedir la formación y depositación de material parafínico.- Con este objetivo han sido desarrollados diferentes métodos. Uno de ellos consiste en soldar un alambre a la tubería o instalación que se desea proteger, por el alambre se hace pasar una corriente eléctrica de manera que ésta debido a la resistividad - del alambre, hace que éste se caliente y el calor sea transferido a la instalación manteniendo la temperatura de ésta superior a la cual los cristales de cera comienzan a precipitarse.

Se ha probado el empleo de recubrimientos del interior de la tubería con materiales poco afines a la parafina, sin embargo los resultados no han sido satisfactorios. El método que pudiera considerarse como el más completo es el empleo de inhibidores y modificadores del hábito de cristalización de la cera.

II.4.5 Hidratos de hidrocarburos.

Bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, algunos componentes del gas natural se combinan con vapor de agua para formar hidratos de hidrocarburos. Estos hidratos tienen composición química y propiedades físicas definidas. Generalmente tienen el aspecto de nieve o hielo y pueden acumularse en cantidades que provoquen dificultades cuando la presión se reduce en las instalaciones de recolección superficiales, a menos que el agua requerida para su formación se elimine o mantenga la temperatura arriba de la temperatura crítica a la que se forman. Estas es, con frecuencia, bastante arriba del punto de congelación del agua.

El metano, etano, propano e isobutano pueden formar hidratos en condiciones apropiadas de temperatura y presión en presencia de vapor de agua, que generalmente se encuentra en el gas natural tal como fluye de la cabeza del pozo.

Existen 2 procedimientos comúnmente utilizados para predecir la formación de hidratos.

Datos:

Presión y temperatura de operación del gasoducto así como la composición molar del gas a transportar.

Procedimiento:

- 1) Se obtiene la densidad relativa del gas a partir de su composición molar.
- 2) Se determina la máxima presión a la que se puede manejar el gas, sin formación de hidratos, por medio de la temperatura de operación y la densidad relativa del gas.

Para el segundo método se utilizan las gráficas de constantes de equilibrio vapor-sólido (gas-hidratos). Carson y Katz obtuvieron esas gráficas, en función de la presión y temperatura para el metano, etano, propano, isobutano, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico.

Datos:

Presión y temperatura de operación de la línea, así como la composición del gas a transportar.

Procedimiento:

- 1) Se obtiene el valor de la constante de equilibrio --- (K_i) para cada componente de la mezcla.
- 2) Usando la composición del gas, se determina el valor de "X", de la siguiente expresión:

$$X = \sum_{i=1}^n Y_i/K_i$$

Donde:

Y_i = Porcentaje molar de cada uno de los componentes.

K_i = Constantes de equilibrio vapor-sólido obtenidas a -- partir de las gráficas para cada uno de los componentes.

n = número de componentes del gas.

- 3) Si el gas está 100% saturado de vapor de agua, se tie ne que a) se formarán hidratos si $X > 1$; b) no se forma-- rán hidratos si $X < 1$; y c) si $X = 1$ es el punto de forma ción de hidratos.

- 4) Cuando el gas no está 100% saturado, el valor de "X" debe multiplicarse por la saturación, llamada también hu medad relativa (H.R.) elevada a la sexta potencia, o sea:

$$X = (\text{H.R.})^6 \sum_{i=1}^n Y_i/K_i$$

Como el valor de "X" debe ser menor que 1 para que no se formen hidratos, se tiene:

$$X = (\text{H.R.})^6 \sum_{i=1}^n Y_i/k_i < 1$$

Despejando H.R. se obtiene la siguiente desigualdad:

$$\text{H.R.} < \left(\frac{1}{\sum_{i=1}^n Y_i/K_i} \right)^{1/6}$$

es decir el valor de la humedad relativa del gas deberá ser menor que $\left(\frac{1}{\sum_{i=1}^n Y_i/K_i}\right)^{1/6}$ para que no se formen hidratos.⁹

II.4.6 Carbonatos.

Las incrustaciones pueden depositarse en la matriz y -- fracturas de la formación, paredes del pozo, bombas subsuperficiales, en la tubería de producción y de revestimiento, líneas de flujo, cambiadores de calor y tanques. Las incrustaciones generalmente se forman como resultado de la cristalización y precipitación de los minerales contenidos en el agua.

La causa directa de las incrustaciones es frecuentemente tanto las caídas de presión, cambios de temperatura, la mezcla de dos aguas incompatibles o un exceso de soluto. En algunos campos productores de aceite y gas el problema de las incrustaciones es tan grande, que pueden bloquear total o parcialmente la matriz de la formación, los disparos o el equipo de producción del pozo.

La composición de las incrustaciones es muy variada debido a que provienen de aguas de formación muy diferentes. Los depósitos más comunes en los campos de aceite son los de carbonato de calcio (CaCO_3), yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), sulfato de bario (BaSO_4) y cloruro de sodio (NaCl). El sulfato de calcio (CaSO_4) o anhídrita generalmente no se deposita en el aparejo de producción pero en cambio es frecuente su depósito en calderas y cambiadores de calor. Son menos comunes los depósitos de sulfato de estroncio (SrSO_4).

Análisis detallados han indicado que las incrustaciones de sulfato de bario-estroncio son insolubles. Varios compuestos del hierro tales como el carbonato de hierro (FeCO_3) y óxido de hierro (Fe_2O_3) son resultado de la corrosión .

Las incrustaciones que depositan rápidamente son fáciles de remover con ácido en cambio las incrustaciones que se forman lentamente pueden llegar a ser extremadamente duras y compactas por lo que es difícil su remoción con ácido o con otros agentes químicos.

Los factores principales que provocan la precipitación y depositación de sales son la sobresaturación, mezcla de dos aguas incompatibles, cambios de temperatura, cambios en la pre-

sión, evaporación, agitación, tiempo de contacto y pH.

Para remover las incrustaciones existen tanto métodos mecánicos como químicos. Dentro de los métodos mecánicos existen herramientas sónicas y de perforación. Como métodos químicos se utiliza el ácido clorhídrico o acético para remover carbonatos de calcio, aunque también puede ser usado ácido fórmico. Surfactantes especiales son mezclados con el ácido dependiendo del tipo de incrustación a remover.⁶

REFERENCIAS

CAPITULO II

- 1) Frick C. Thomas.; "Petroleum Production Handbook", vol. II, SPE Dallas. Texas., 1962.
- 2) Uren Charles Lester.; "Ingeniería de Producción de Petróleo" Mc. Graw-Hill Book Company Inc, 1965.
- 3) García Lugo Ma. de los Angeles "Control de Arena en Pozos Petroleros", Facultad de Ingeniería UNAM, Tesis Profesional, -- 1985.
- 4) Islas Silva Carlos, Ledesma Sanchez Alfonso, Acuña Rosado Antonio; "Causas y Efectos de las Sustancias Asfálticas Presentes en el Petróleo, IMP, Julio 1972.
- 5) Nolasco M. Jesús.; "Utilización del Gas Húmedo para Bombeo -- Neumático en la Zona Sur", Proyecto 3370, IMP, 1973.
- 6) Allen Thomas O. y Roberts Alan P.; "Production Operations", - Vol. 2 Chapter 9, Oil Gas Consultants Int, 1978.

C A P I T U L O III

SEPARACION DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS

INTRODUCCION:

Los equipos de separación, como su nombre lo indica, se utilizan en la industria petrolera para separar mezclas de líquido y gas.

Las mezclas de líquido y gas, se presentan en los campos petroleros principalmente por las siguientes causas:

a).- Por lo general los pozos producen líquidos y gas -- mezclados en un solo flujo.

b).- Hay tuberías en las que aparentemente se maneja sólo líquido o gas; pero debido a los cambios de presión y temperatura que se producen a través de la tubería, hay vaporización de líquido o condensación de gas, dando lugar al flujo de dos fases.

c).- En ocasiones el flujo de gas arrastra líquidos de - las compresoras y equipos de procesamiento, en cantidades apreciables.

Las razones principales por las que es importante efectuar una separación adecuada de líquido y gas, son:

a).- En campos de gas y aceite, donde no se cuenta con el equipo de separación adecuado y además el gas se quema, una cantidad considerable de aceite ligero que es arrastrado por el flujo del gas también es quemado, ocasionando grandes pérdidas - si se considera que el aceite ligero es el de más alto valor comercial.

b).- Aunque el gas se transporte a una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminarle la mayor cantidad de -- líquido, ya que este ocasiona problemas, tales como: corrosión y abrasión del equipo de transporte, aumento en las caídas de presión y disminución en la capacidad de transporte de las líneas.

III.2

c).- Como se menciona, el flujo de gas frecuentemente - arrastra líquidos de proceso, como el glicol, los cuales se deben recuperar ya que tienen un valor considerable.

En la industria petrolera, entre los equipos de separación aplicados con mayor frecuencia, están los siguientes:

Separadores .- Son equipos utilizados para separar - corrientes de aceite y gas que provienen directamente de los pozos. Las relaciones gas-aceite de estas corrientes disminuyen - en ocasiones, debido a las cabezadas de líquido que repentinamente se presentan, siendo estas más frecuentes cuando los pozos producen artificialmente.

Separadores a baja temperatura.- Estos dispositivos se utilizan para la separación de gas y condensados, a baja temperatura, mediante una expansión. Están diseñados para manejar y fundir los hidratos que se pueden formar al disminuir la temperatura del flujo.

Eliminadores.- Estos dispositivos se utilizan para eliminar los líquidos (hidrocarburos y agua) de una corriente de gas a alta presión. Se utilizan generalmente en los sistemas de separación a baja temperatura. Algunos eliminadores sólo separan el agua de la corriente de gas.

Depuradores .- Son dispositivos que se utilizan para manejar corrientes con muy altas relaciones gas-líquido. Se aplican también para separar gotas muy pequeñas de líquido suspendidas en corrientes de gas, ya que éstas no son eliminadas generalmente por un separador ordinario. Dentro de este tipo es específico de separadores están los depuradores de polvo y los filtros, que eliminan además de las gotas pequeñas de líquido, el polvo arrastrado en la corriente de gas. Es muy recomendable instalar depuradores antes de las compresoras, con el fin de protegerlas de los daños que pueden causar las impurezas arrastradas por el gas.

III.1 Descripción y clasificación del equipo de separación.

En este capítulo se describen las partes de un separador y los diferentes tipos de separadores, mencionando brevemente las características de operación de los separadores de dos y tres fases, en sus formas horizontal, vertical y esférica.

III.3

III.1.1. Descripción de un separador.

Un separador consta de las siguientes secciones (Fig. III.1):

- a).- Sección de separación primaria
- b).- Sección de separación secundaria
- c).- Sección de extracción de niebla
- d).- Sección de almacenamiento de líquido

Sección de separación primaria.- En esta sección se realiza mediante un cambio de dirección del flujo. El cambio de dirección se puede efectuar con una entrada tangencial de los fluidos al separador; o bien, instalando adecuadamente una placa desviadora a la entrada. Con cualquiera de las dos formas se le induce una fuerza centrífuga al flujo, con la que se separan grandes volúmenes de líquido.

Sección de separación secundaria.- En esta sección se separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas. Las gotas se separan principalmente por la gravedad por lo que la turbulencia del flujo debe ser mínima. Para esto, el separador debe tener suficiente longitud. En algunos diseños se utilizan veletas o aspas alineadas para reducir aún más la turbulencia, sirviendo al mismo tiempo como superficies colectoras de gotas de líquido.

La eficiencia de separación en esta sección, depende principalmente de las propiedades físicas del gas y del líquido, del tamaño de las gotas de líquido suspendidas en el flujo de gas y del grado de turbulencia.

Sección de extracción de niebla.- En esta sección se separan del flujo de gas, las gotas pequeñas de líquido que no se lograron eliminar en las secciones primaria y secundaria del separador. En esta parte del separador se utilizan el efecto choque y/o la fuerza centrífuga como mecanismos de separación. Mediante estos mecanismos se logra que las pequeñas gotas de líquido, se colecten sobre una superficie en donde se acumulan y forman gotas más grandes, que se drenan a través de un conducto a la sección de acumulación de líquidos o bien caen contra la corriente de gas a la sección de separación primaria.

El dispositivo utilizado en esta sección, conocido como extractor de niebla, está constituido generalmente por un conjunto de veletas o aspas, por alambre entretejido, o por tubos ciclónicos.

- ① VALVULA DE SEGURIDAD
- ② EXTRACTOR DE NIEBLA
- ③ TUBO DESVIADOR DE SEGURIDAD
- ④ PLACA DESVIADORA DE ENTRADA
- ⑤ CONTROL DE NIVEL
- ⑥ FLOTADOR
- ⑦ INDICADOR DE NIVEL
- ⑧ VALVULA DE DESCARGA DE LIQUIDOS

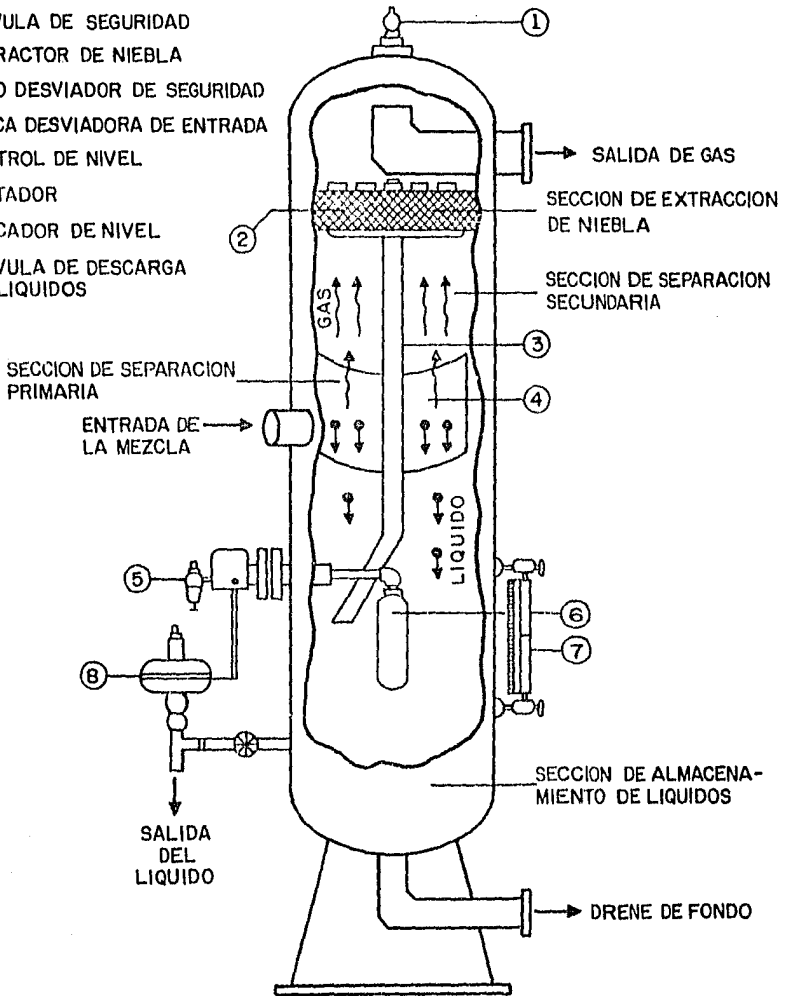


FIG. III.1 ESQUEMA DE UN SEPARADOR VERTICAL

Sección de almacenamiento de líquidos.- En esta sección se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que se pueden presentar en una operación normal. Además debe tener la instrumentación adecuada para controlar el nivel de líquido en el separador. Esta instrumentación está formada por un controlador y un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga.

La sección de almacenamiento de líquidos debe estar situada en el separador, de tal forma que el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas que fluye a través del separador.

Aparte de las 4 secciones antes descritas, el separador debe tener dispositivos de seguridad tales como: una válvula de seguridad, un tubo desviador de seguridad y controles de contra presión adecuados.

Cuando se conocen los tipos de flujo de la mezcla de gas y líquido que va al separador, tal como la frecuencia de los baches de líquido en pozos de bombeo, se deben hacer cambios en el diseño y tamaño de las partes del separador. Sin embargo es recomendable que el separador se diseñe de la forma más simple posible, para facilitar su limpieza y mantenimiento.

Tipos de extractores de niebla.

Los principios mecánicos bajo los cuales operan los extractores de niebla son el asentamiento por gravedad, la fuerza centrífuga, el choque y la filtración.

Los extractores de niebla más empleados son los del tipo de impacto, que a su vez pueden ser de veletas o de alambre entretejido.

Extractores de niebla tipo veleta .- Consisten de -- placas metálicas paralelas formando un laberinto. Cada una de estas placas, cuenta con varias bolsas para retener el líquido.

Cuando el gas pasa a través del extractor cambia de dirección varias veces y es centrifugado, provocando que las gotas de líquido se muevan hacia el exterior, donde son retenidas por las bolsas colectoras.

Aunque el diseño de estos extractores es empírico, los fabricantes generalmente garantizan que el líquido arrastrado en el flujo de gas no sobrepasa $0.1 \text{ gal/MM}^* \text{ pie}^3$ de gas.

*MM significa millones

III.6

La eficiencia de un extractor de niebla de este tipo, aumenta al colocar las placas de metal más juntas o al instalar más bolsas para retener el líquido; pero obviamente también se incrementa la caída de presión a través del extractor.

Entre los factores que afectan la eficiencia de estos extractores está el tamaño de las gotas, la densidad y la tensión superficial del líquido. Los extractores de este tipo son eficientes para separar partículas de líquido mayores de 10 micras.

En los separadores que manejan glicol ha sido necesario utilizar dos extractores en serie, ya que siendo el glicol un líquido alto tensor propicia la formación de películas en el primer extractor, las cuales son arrastradas por el flujo de gas hasta el segundo extractor, donde se retienen y separan. El glicol también tiene la tendencia a disminuir la densidad del aceite o condensados arrastrados en el flujo de gas. Este problema se ha reducido añadiendo un agente antiespumante de alta densidad al glicol.

Cuando el separador cuenta con un tubo de drene de líquido, que va desde el extractor a la sección de almacenamiento, se debe vigilar que la caída de presión a través del extractor no sea mayor que la correspondiente a la columna hidrostática que se forma en el tubo. Cuando esto sucede, el líquido es extraído por succión hacia la parte superior del separador; o bien, el tubo queda parcialmente tapado. Comúnmente la caída de presión a través de este tipo de extractores, varía de 1 a 10 pg. de agua.

Extractores de niebla de malla de alambre entretrejido. Este tipo de extractores aunque se emplea poco, ha dado resultados favorables y es de bajo costo.

Consisten básicamente de un cojinete de malla de alambre, que tiene aberturas asimétricas y desalineadas. El mecanismo de separación de líquido es el choque, aunque también hay acción centrífuga. Las características de la malla de alambre usada en estos extractores, están dentro del siguiente rango:

Diámetro del alambre	0.003 a 0.011 pg.
Volumen de espacios libres	92 a 99.4%
Densidad	3 a 33 lb/pie ³
Superficie específica	50 a 600 pie ² /pie ³

En la mayoría de los casos, el espesor del cojinete necesario para que el volumen de líquido arrastrado en el flujo de gas fuera del separador no exceda de 0.1 gal/MM pie³, debe ser de 4 a 6 pg.

La eficiencia de estos extractores, depende de la velocidad del flujo de gas. Cuando la velocidad es baja, las gotas de líquido tienden a aglomerarse entre los alambres.

A velocidades altas el extractor tiende a inundarse, debido a que el líquido no puede fluir hacia abajo, contra el flujo del gas. En ambos casos los espacios libres del extractor se pueden llenar de líquido y, entonces, una porción del líquido es arrastrada por la corriente de gas.

En la Fig. III.2, se muestra una gráfica de eficiencias contra velocidades del flujo de gas, para un extractor del tipo de malla de alambre entretejido.

La velocidad con que se obtiene la máxima eficiencia -- puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$v = k \left[(\rho_p - \rho_g) / \rho_g \right]^{1/2}$$

El valor aproximado de k, cuando se utiliza el extractor en separadores de gas y líquido, es 0.35. La ecuación anterior es similar a la que se emplea para determinar la velocidad permisible en los separadores; pero en este caso el valor de k varía entre 0.12 y 0.17.

En consecuencia el área de flujo del extractor debe ser menor que la del separador; esto se logra cubriendo una parte de la rejilla que sostiene el cojinete de malla de alambre.

La caída de presión en estos extractores depende de la carga de líquido en el flujo de gas, del diseño del cojinete y de la velocidad del gas, pero generalmente no es mayor que 1 pg. de agua.

Extractores de niebla tipo ciclónico.- Este tipo de extractores, consiste de un conjunto de pares de tubos concéntricos, como los mostrados en la Fig. III.3, montados en un recipiente como se indica en la Fig. III.4. El número de tubos concéntricos depende del gasto de gas que se va a manejar.

Los tubos concéntricos están provistos de entradas tangenciales para el gas. La parte inferior de estos tubos es cóni-

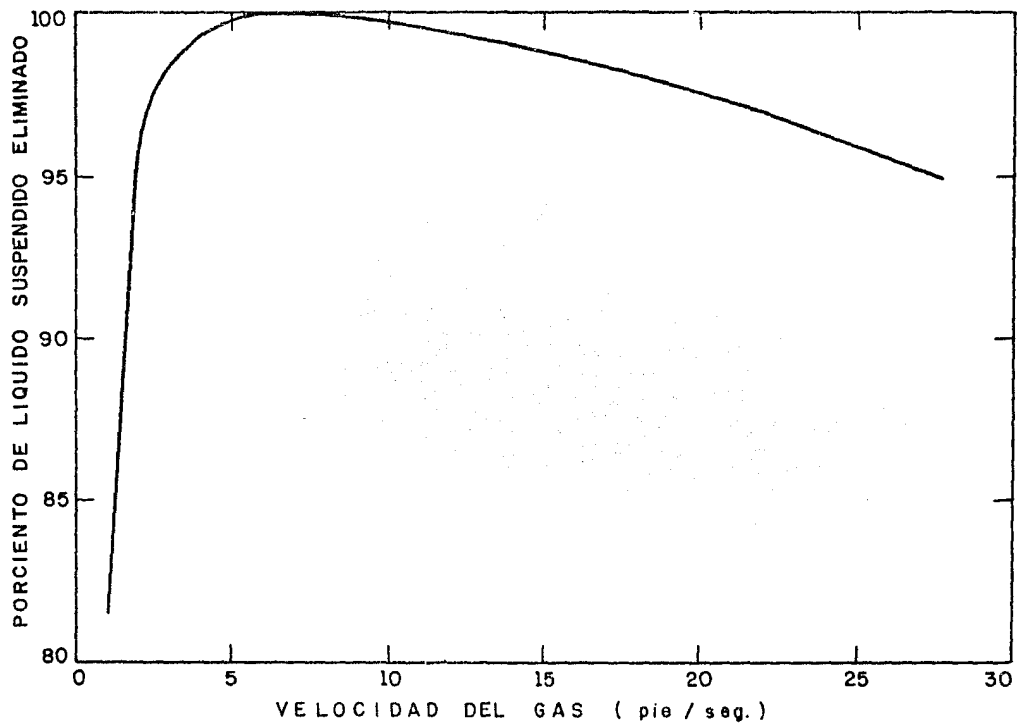


FIG. III.2 GRAFICA DE EFICIENCIA DE UN EXTRACTOR DE NIEBLA DE MALLA DE ALAMBRE.

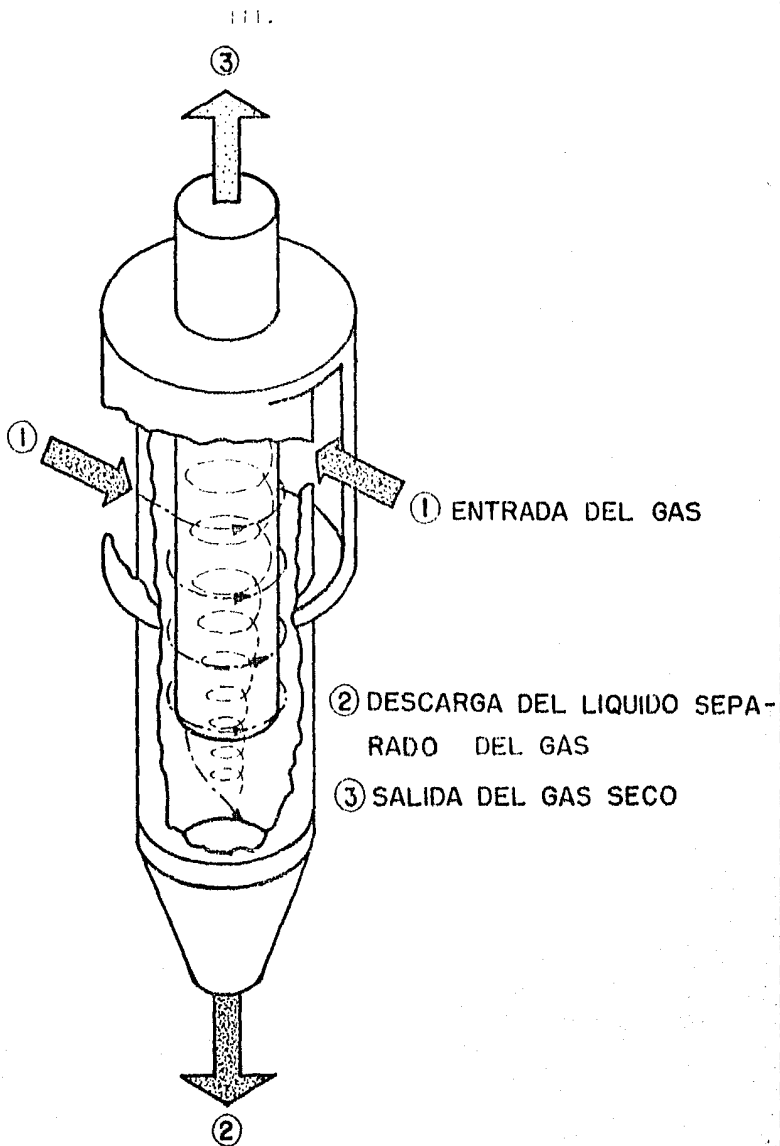


FIG. III. 3
ESQUEMA DE UN TUBO CENTRIFUGO DE UN
EXTRACTOR DEL TIPO CICLONICO

- ① ENTRADA DEL GAS
- ② TUBOS CENTRIFUGOS
- ③ DESCARGA DEL LIQUIDO
- ④ SALIDA DEL GAS SECO

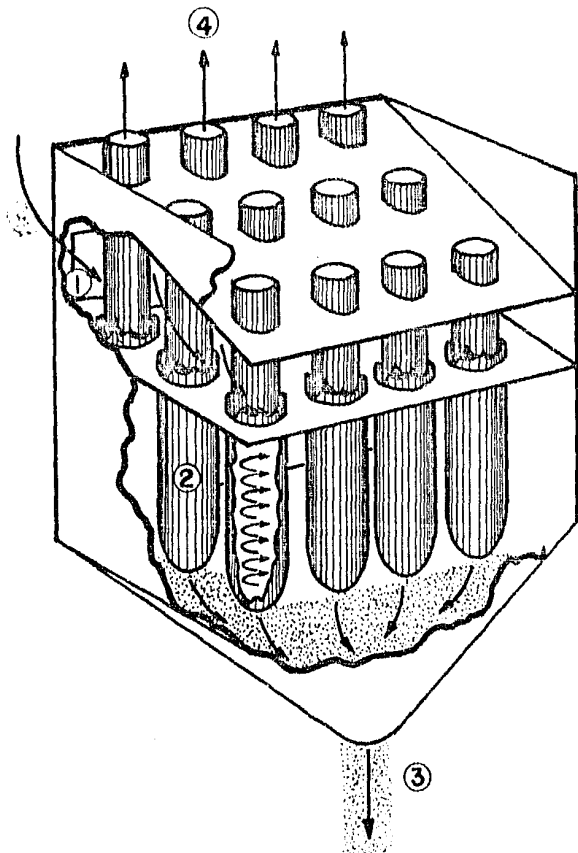


FIG. III.4
ESQUEMA DE UN EXTRACTOR DE NIEBLA
DEL TIPO CICLONICO.

III.11

ca y tienen descargas para las partículas de líquido separadas.

El gas entra tangencialmente al espacio anular entre los dos tubos, moviéndose en espiral hacia abajo. Las partículas de líquido en la corriente de gas son conducidas, por la fuerza centrífuga, hacia las paredes del tubo en donde se recolectan y arrastran hacia el fondo por el gas. Estas partículas se descargan a través de la salida localizada en el fondo de los tubos. El gas, libre de impurezas, sale a través del tubo interior.

La velocidad del flujo de gas en este tipo de extractores es crítica. Cuando la velocidad disminuye abajo de un cierto valor, la eficiencia se abate rápidamente y si la velocidad aumenta, la caída de presión a través del extractor también se incrementará.

En algunos equipos de separación se han empleado extractores de niebla tipo choque, como el de alambre entretejido, delante de un extractor tipo ciclónico, con resultados satisfactorios. El extractor de alambre entretejido actúa como aglomerador de gotas pequeñas de líquido, las cuales son posteriormente eliminadas en el extractor tipo ciclónico.

III.1.2. Clasificación de los separadores.

Los separadores pueden clasificarse por su forma y geometría en horizontales, verticales y esféricos, y para separar dos fases (gas y líquido) o tres (gas, aceite y agua).

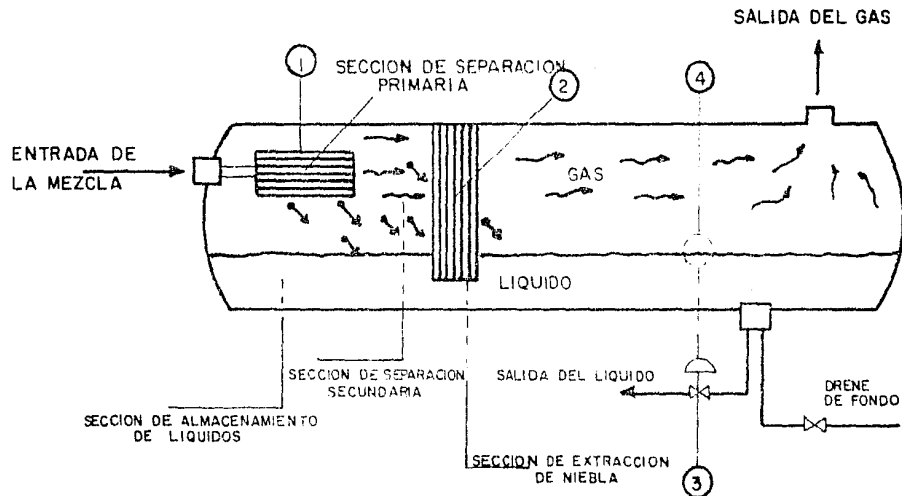
Separadores convencionales:

Se acostumbra designar separadores convencionales a los separadores de dos fases en cualquiera de sus 3 tipos: verticales, horizontales y esféricos. Los separadores horizontales pueden estar formados por un tanque horizontal, o bien por dos colocados uno encima del otro. A los primeros se les conoce como de simple barril, y a estos últimos como de doble barril.

En las figuras III.1 y III.5 se muestran esquemas de un separador vertical y un horizontal respectivamente.

Las ventajas y desventajas de cada tipo, se presentan en seguida:

- ① PLACA DESVIADORA DE ENTRADA
- ② EXTRACTOR DE NIEBLA
- ③ VALVULA DE DESCARGA DE LIQUIDOS
- ④ FLOTADOR



III.12

FIG.III.5 ESQUEMA DE UN SEPARADOR HORIZONTAL.

Separadores verticales.

Ventajas:

- 1.- Es fácil mantenerlos limpios, por lo que se recomiendan para manejar flujos de pozos con alto contenido de lodo, arena o cualquier material sólido.
- 2.- El control de nivel de líquido no es crítico, puesto que se puede emplear un flotador vertical, logrando que el control de nivel sea más sensible a los cambios.
- 3.- Debido a que el nivel de líquido se puede mover en forma moderada, son muy recomendables para flujos de pozos que producen por bombeo neumático, con el fin de manejar baches imprevistos de líquido que entren al separador.
- 4.- Hay menor tendencia de revaporización de líquidos.

Desventajas:

- 1.- Son más costosos que los horizontales.
- 2.- Son más difíciles de instalar que los horizontales.
- 3.- Se necesita un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.

Separadores Horizontales.

Ventajas:

- 1.- Tienen mayor capacidad para manejar gas que los verticales.
- 2.- Son más económicos que los verticales.
- 3.- Son más fáciles de instalar que los verticales.
- 4.- Son muy adecuados para manejar aceite con alto contenido de espuma. Para esto, donde queda la interfase gas-líquido, se instalan placas rompedoras de espuma.

Desventajas:

- 1.- No son adecuados para manejar flujos de pozos que contienen materiales sólidos como arena o lodo, pues es difícil limpiar este tipo de separadores.

2.- El control de nivel de líquido es más crítico que en los separadores verticales.

Separadores Esféricos.

Ventajas:

- 1.- Más baratos que los horizontales o verticales.
- 2.- Más compactos que los horizontales o los verticales, por lo que se usan en plataformas costa afuera.
- 3.- Son más fáciles de limpiar que los separadores verticales.
- 4.- Los diferentes tamaños disponibles, los hacen el tipo más económico para instalaciones individuales de pozos de alta presión.

Desventajas:

- 1.- Tienen un espacio de separación muy limitado.

Separadores de tres fases.

Estos separadores, además de separar las fases líquida y gaseosa, separan el líquido en aceite y agua no emulsionada, tiene lugar por diferencia de densidades. Para esto se proporciona al líquido suficiente tiempo de residencia y se deposita en un espacio donde no hay turbulencia.

Los separadores de tres fases pueden ser verticales, horizontales y esféricos.

Además de las secciones y dispositivos con que cuentan los separadores de líquido y gas, el separador de 3 fases tiene las siguientes características y accesorios especiales:

- a) Una capacidad de líquidos suficiente para proporcionar el tiempo de retención necesario para que se separe el aceite y el agua.
- b) Un sistema de control para la interfase agua-aceite.
- c) Dispositivos de descarga independientes para el aceite y para el agua.

En las Figs. III.6 y III.7 se muestran dos esquemas de separadores verticales de 3 fases, con las diferentes formas de control de nivel de líquidos.

En la Fig. III.6 se muestra un separador trifásico en que tanto el controlador del nivel total de líquidos, como el de la interfase agua-aceite, son del tipo de desplazamiento. El primero regula la descarga del aceite y el segundo la del agua.

Las ventajas que tiene este control de nivel de líquidos, son:

- a) Diseño simple, con lo que se facilita el mantenimiento y la limpieza del separador.
- b) Los volúmenes para retención del aceite y del agua, se pueden variar fácilmente moviendo los controladores de nivel.
- c) El volumen de la sección de almacenamiento de líquidos disponible, es mayor que cuando se usa alguna de las otras formas de control.

Las desventajas que tiene la forma de control mostrada en la Fig. III.6 son:

- a) En ocasiones falla el controlador de la interfase agua-aceite o la válvula de descarga del agua, ocasionando que el aceite y el agua sean descargados a través de la salida del agua.
- b) Se requiere experiencia para operar esta forma de control de nivel.

La forma de control de líquidos mostrada en la Fig. III.6 también se puede utilizar en separadores horizontales y esféricos. Sin embargo, su aplicación más adecuada es en separadores verticales, pues la altura de las columnas de aceite y agua, --permite que haya más separación entre los flotadores de los controladores de nivel.

En la Fig. III.7, se muestra un control de nivel en la cual el controlador total de líquidos es un vertedero; mientras que, el de la interfase agua-aceite es del tipo de desplazamiento. La disposición de estos accesorios permite regular fácilmente la interfase agua-aceite.

Las desventajas que tiene la forma de control mostrada en la Fig. III.7, son:

- a) Es difícil proporcionar mantenimiento y limpieza a los separadores.

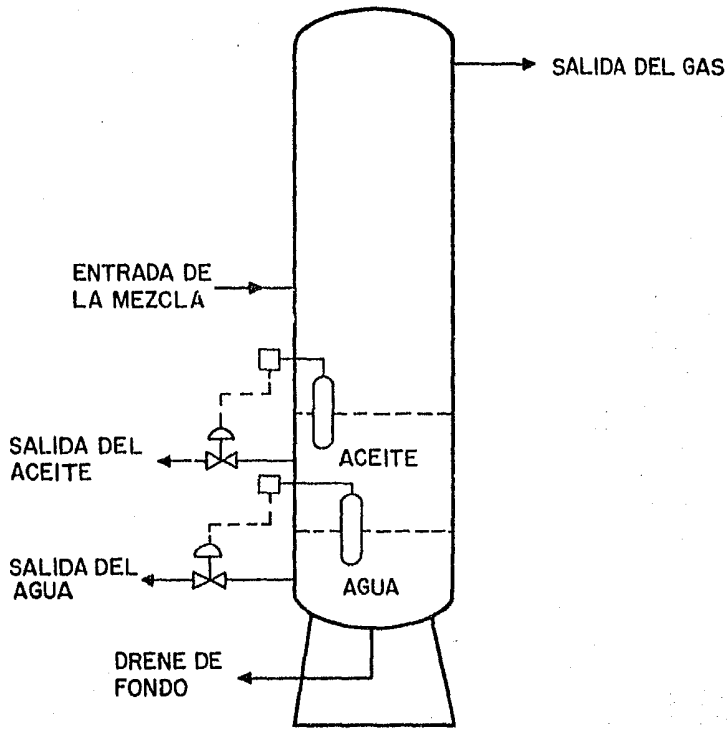


FIG. III.6 ESQUEMA DE UN SEPARADOR TRIFASICO CON CONTROLADORES DE NIVEL DEL TIPO DE DESPLAZAMIENTO.

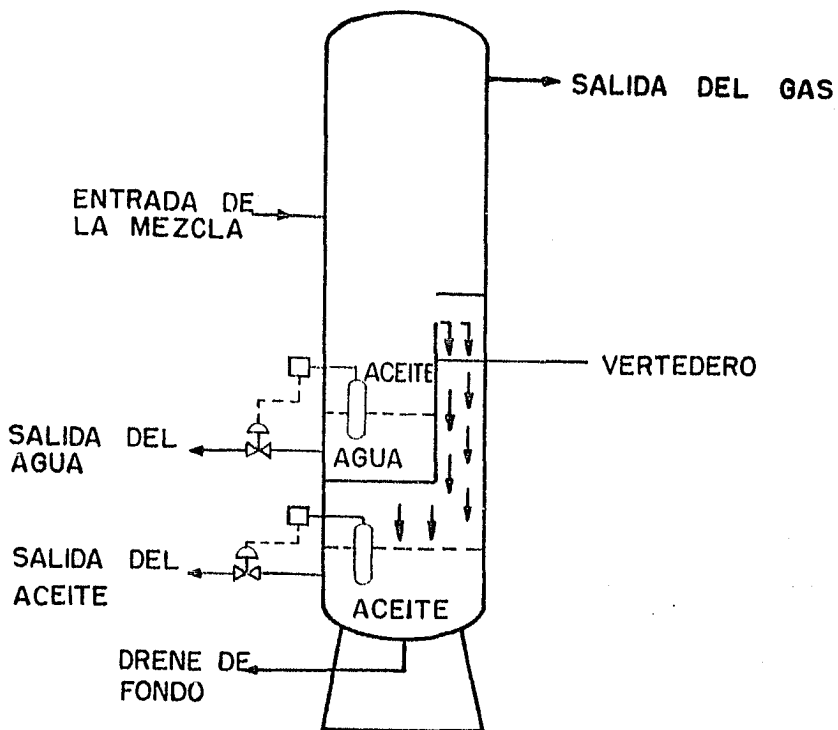


FIG. III.7
ESQUEMA DE UN SEPARADOR TRIFASICO CON UN
VERTEDERO COMO CONTROLADOR DE NIVEL TOTAL
DE LIQUIDOS Y UNO DE DESPLAZAMIENTO PARA
INTERFASE AGUA - ACEITE

III.18

b) El volumen disponible de la sección de almacenamiento de líquidos, es substancialmente menor que cuando se emplea el tipo de control de nivel mostrado en la Fig. III.6

En la Fig. III.8 se muestra un separador trifásico en - donde tanto el controlador de nivel total de líquidos, como el de la interfase agua-aceite son vertederos.

Las ventajas de esta forma de control son:

a) Si las descargas del aceite o el agua fallan, únicamente sale a través de ellos el aceite o el agua, dependiendo de la que falle.

b) Es fácil de operar.

Sus desventajas son:

a) Es sumamente difícil proporcionar mantenimiento y limpieza a los separadores.

b) El volumen disponible de la sección de almacenamiento de líquidos es menor que cuando se emplea el tipo de control de nivel de la Fig. III.7.

c) Aunque los vertederos del control de nivel son ajustables, - su maniobra es difícil.

III.2 Fundamentos de la separación de mezclas gas líquido.

En este capítulo se discuten los diferentes factores -- que gobiernan la separación de mezclas de gas y líquido y la -- forma en que afectan la eficiencia de los separadores.

Mecanismos de separación.

La separación de mezclas de gas y líquido, se logra mediante una combinación adecuada de los siguientes factores: gravedad, fuerza centrífuga y choque.

Separación por gravedad.

Es el mecanismo de separación que más se utiliza, debido a que el equipo requerido es muy simple. Cualquier sección - ampliada en una línea de flujo, actúa como asentador, por gravedad, de las gotas de líquido suspendidas en una corriente de --

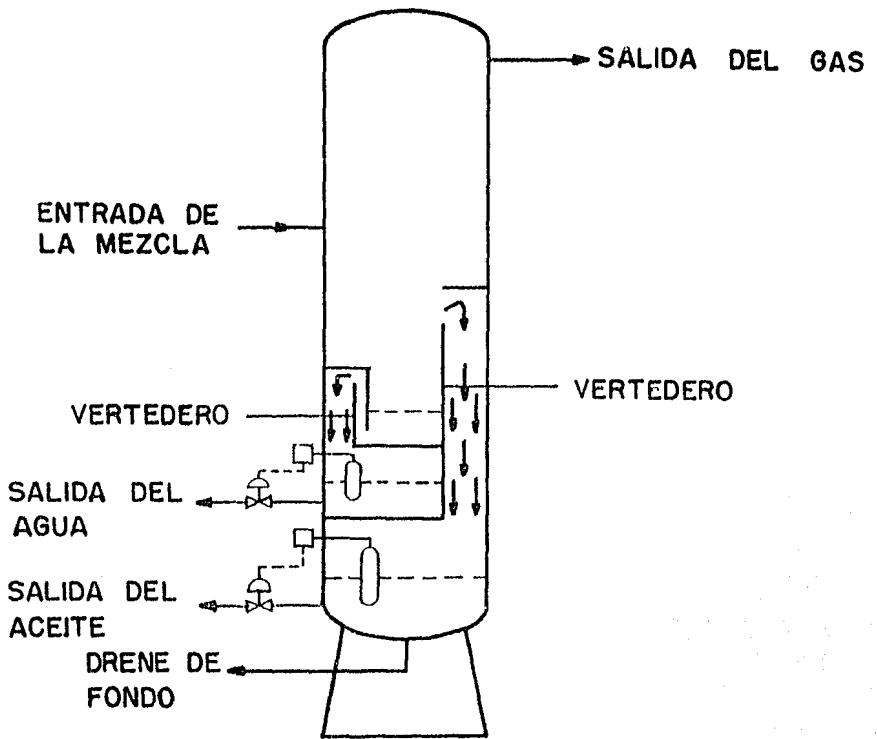


FIG. III. 8
ESQUEMA DE UN SEPARADOR TRIFASICO CON
VERTEDEROS COMO CONTROLADORES DE NIVEL.

gas. El asentamiento se debe a que se reduce la velocidad del flujo.

En los separadores el asentamiento por gravedad tiene lugar principalmente en la sección secundaria, que se conoce también como sección de asentamiento por gravedad.

Si el flujo es vertical hacia arriba, como en los separadores verticales, las partículas de líquido que se van a separar caen a contraflujo del gas. Estas partículas de líquido que descienden por la acción de la gravedad se aceleran, hasta que la fuerza de arrastre se balancea con la fuerza gravitacional. Después de este momento, las partículas continúan cayendo a una velocidad constante, conocida como velocidad de asentamiento o velocidad terminal.

La velocidad de asentamiento calculada para una gota de líquido de cierto diámetro, indica la velocidad máxima que debe tener el gas, para permitir que partículas de este diámetro o mayor se separen.

Para calcular la velocidad de asentamiento, se puede establecer el siguiente balance de fuerzas que actúan sobre una partícula de líquido en una corriente de gas, Fig. III.9

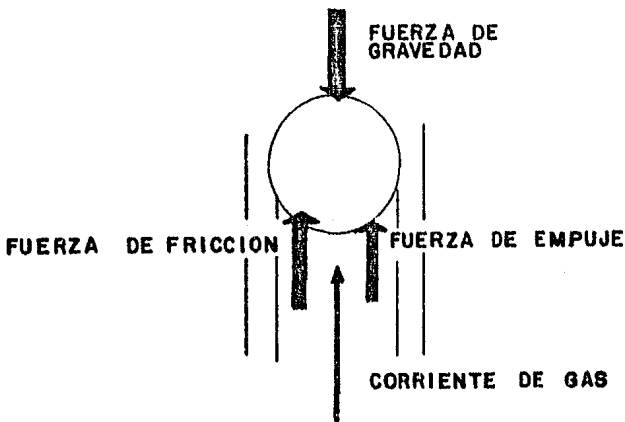


FIG. III.9 FUERZAS QUE ACTUAN SOBRE UNA GOTAS DE LIQUIDO QUE CAE CONTRA UNA CORRIENTE DE GAS.

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Fuerza total actuando} \\ \text{sobre la partícula} \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{l} \text{Fuerza de} \\ \text{gravedad} \end{array} \right\} - \left\{ \begin{array}{l} \text{Fuerza de} \\ \text{empuje} \end{array} \right\} - \left\{ \begin{array}{l} \text{Resisten} \\ \text{cia por} \\ \text{fricción} \end{array} \right\}$$

$$\text{o sea, } F_t = F_g - F_e - F_f \quad \dots\dots 3.1$$

Substituyendo cada término por su valor, queda:

$$\rho_p v_p \frac{dv_t}{dt} = \frac{\rho_p v_p g}{g_c} - \frac{\rho_g v_p g}{g_c} - \frac{f \Delta p \rho_g v_t^2}{2g_c} \quad \dots\dots 3.2$$

Dividiendo 3.2 entre $\rho_p v_p$

$$\frac{dv_t}{dt} = \left(1 - \frac{\rho_g}{\rho_p} \right) \frac{g}{g_c} - \frac{f \Delta p \rho_g v_t^2}{2 \rho_p v_p g_c} \quad \dots\dots 3.3$$

Tomando en cuenta que la velocidad de asentamiento es constante, el primer miembro es cero. Despejando v_t

$$v_t = \left[\frac{2g v_p (\rho_p - \rho_g)}{f \Delta p \rho_g \rho_p} \right]^{1/2} \quad \dots\dots 3.4$$

Considerando las gotas de líquido como partículas esféricas y rígidas, su volumen es $\pi d_p^3/6$ y su área es $\pi d_p^2/4$. Por lo tanto,

$$\frac{v_p}{A_p} = \frac{2d_p}{3}$$

Substituyendo en 3.4

$$v_t = \left[\frac{4 (\rho_p - \rho_g) d_p g}{3f \rho_g \rho_p} \right]^{1/2} \quad \dots\dots 3.5$$

El coeficiente de arrastre f se puede calcular de la -- Fig. III.10, donde se grafica contra el parámetro adimensional:

$$NRE = \frac{v_t d_p \rho_g}{\mu_g}$$

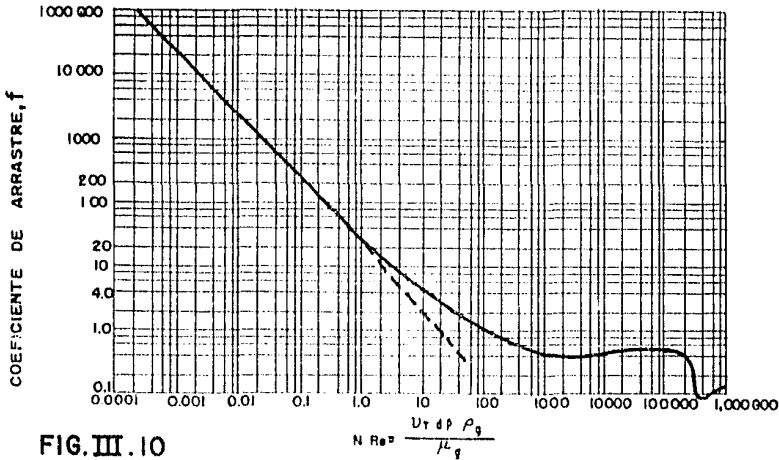


FIG. III. 10
 GRAFICA PARA DETERMINAR EL COEFICIENTE DE ARRASTRE, f .

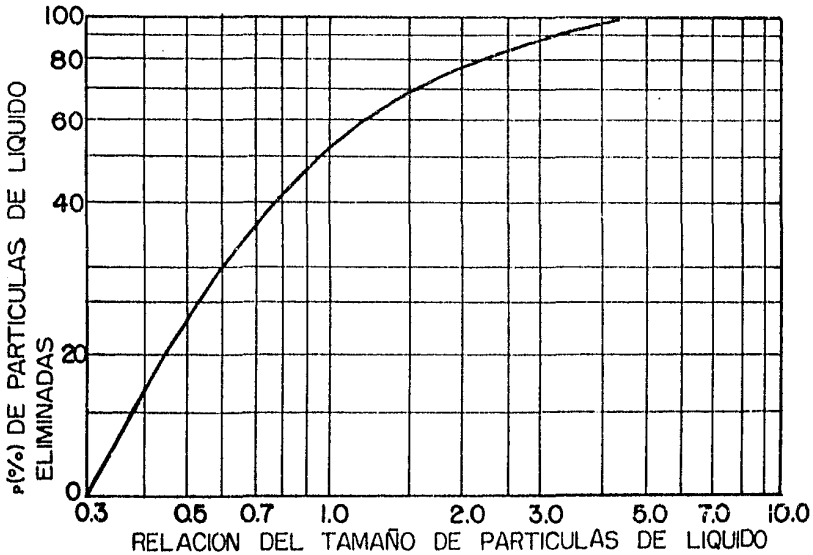


FIG. III. II
 RELACION DEL TAMAÑO DE LAS PARTICULAS
 DE LIQUIDO VS PORCIENTO DE PARTICULAS
 ELIMINADAS

Para objeto de diseño de separadores se ha comprobado que:

$$f = \frac{24}{NRE}$$

que corresponde a la sección recta de la Fig. III.10. Combinando las expresiones anteriores, queda

$$f = \frac{24}{v_t} \frac{\mu_g}{d_p g}$$

Al sustituir f en 3.5 esta ecuación toma la forma de la Ley de Stokes:

$$v_t = \frac{g d_p^2 (\rho_p - \rho_g)}{18 \mu_g} \quad \dots\dots 3.6$$

Cuando el flujo de gas en la sección de separación es horizontal, la velocidad de asentamiento es aquella a la cual las partículas suspendidas viajan a través de la corriente de gas. Esta velocidad se puede utilizar para determinar el tiempo de retención requerido para que una partícula de un tamaño dado, se deposite desde la parte superior al fondo de la sección de separación.

Tanto en los separadores verticales como en los horizontales, las velocidades altas inducen turbulencia a la corriente de gas, ocasionando que algunas partículas de líquido grandes sean arrastradas en el flujo de gas.

III.2.1 Separación por fuerza centrífuga.

La fuerza centrífuga que se induce a las partículas de líquido suspendidas en una corriente de gas, puede ser varios cientos de veces mayor que la fuerza de gravedad que actúa sobre las mismas partículas. Este principio mecánico de separación se emplea en un separador, tanto en la sección de separación primaria como en algunos tipos de extractor de niebla, por ejemplo en el extractor tipo ciclónico, Figs. III.3 y III.4.

Las partículas de líquido colectadas en las paredes de un extractor de niebla tipo ciclónico, difícilmente son arrastradas por la corriente de gas. Sin embargo la velocidad del gas en las paredes del tubo ciclónico, no debe ser mayor de un cierto valor crítico.

($\rho_g v^2$) Se recomienda que la velocidad del gas debe ser tal --- se debe mantener en 900. v es la velocidad del gas a la entrada del tubo ciclónico en pie/seg. También se recomienda -- que v sea menor de 45 pie/seg.

La ley de Stokes se puede aplicar al proceso de separación centrífuga, sustituyendo g por la aceleración debida a la fuerza centrífuga (a), entonces:

$$v_t = \frac{a \, dp^2 (\rho_p - \rho_g)}{18 \mu_g} \quad \dots 3.7$$

Considerando que v_t es constante en magnitud e igual a v_m , y que:

$$F_c = \frac{m_p v_m^2}{r} \quad \dots 3.8$$

Combinando la ecuación anterior con las expresiones: -- $F_c = m_p a$ y $S = 2 \pi r N$ resulta:

$$a = \frac{2 \pi N v_m^2}{S} \quad \dots 3.9$$

sustituyendo 3.9 y 3.7 y despejando dp ,

$$dp = \left[\frac{9 \mu_g S}{\pi N v_m (\rho_p - \rho_g)} \right]^{1/2} \quad \dots 3.10$$

Con la fórmula 3.10, se puede calcular el tamaño de las partículas de líquido que se pueden separar por fuerza centrífuga.

III.2.2. Separación por choque.

Este mecanismo de separación es tal vez el que más se emplea en la eliminación de las partículas pequeñas de líquido suspendidas en una corriente de gas. Las partículas de líquido que viajan en el flujo de gas, chocan con obstrucciones donde quedan adheridas.

La separación por choque se emplea principalmente en -- los extractores de niebla tipo veleta y en los de malla de alambre entretejido.

Se conoce como distancia de paro, a la distancia que una partícula de cierto diámetro, viaja a través de una línea de corriente de gas. Esta distancia se puede obtener modificando la ley de Stokes de la siguiente forma:

$$S_p = \frac{d_p^2 \rho_g v_i}{18 \mu_g} \dots\dots 3.11$$

Como se observa de la ecuación 3.11, la distancia de paro es proporcional al cuadrado del diámetro de la partícula de líquido. Esto significa que para las partículas más pequeñas su distancia de paro es más corta y, por lo tanto, tienen mayor tendencia a desviarse alrededor de la obstrucción.

III.2.3. Principales factores que afectan la eficiencia de separación de gas y líquido.

A continuación se describen, en orden de importancia, -- los principales factores que afectan la eficiencia de la separación de gas y líquido.

1) Tamaño de las partículas de líquido.

El tamaño de las partículas suspendidas en el flujo de gas, es un factor importante en la determinación de la velocidad de asentamiento en la separación por gravedad y en la separación por fuerza centrífuga. También es importante en la determinación de la distancia de paro, cuando la separación es por choque.

La velocidad promedio del gas en la sección de separación secundaria, corresponde a la velocidad de asentamiento de una gota de líquido de cierto diámetro, que se puede considerar como el diámetro base. Teóricamente todas las gotas con diámetro mayor que el base deben ser eliminadas. En realidad lo que sucede es que se separan partículas más pequeñas que el diámetro base, mientras que algunas más grandes en diámetro no se separan. Lo anterior es debido a la turbulencia del flujo, y a que algunas de las partículas de líquido tienen una velocidad inicial mayor que la velocidad promedio del flujo de gas.

La separación en flujo horizontal también está sujeta a los mismos efectos.

En la Fig. III.11, se muestra el efecto del tamaño de las partículas en la eficiencia de la separación, cuando el extractor de niebla es del tipo de choque o ciclónico. En esta figura se relaciona el tamaño de la partícula con el porcentaje de partículas eliminadas. Se observa que en un proceso de separación se separa, por ejemplo, un 50% de un tamaño X de partículas y que sólo se elimina un 22% de las partículas de tamaño X/2 mientras que se elimina un 90% de partículas de tamaño 3X.

El tamaño de las partículas de líquido que se forman en el flujo de líquido y gas, cuando no hay agitaciones violentas, es lo suficientemente grande para lograr una buena eficiencia con los separadores.

Generalmente se especifica en los equipos de separación que el arrastre no es mayor que 0.1 gal/MMpie³. Una partícula de 10 micras tiene tan poco volumen, que puede haber 720,000 partículas de líquido de este tamaño por cada pie cúbico de gas, sin que se exceda la especificación aludida.

2) La distribución del tamaño de las partículas de líquido y el volumen de líquido que entra al separador.

Estos aspectos están íntimamente ligados en la eficiencia de la separación. Para ilustrarlo se pueden analizar las siguientes situaciones:

Considérese que un separador se instala, para separar un volumen de líquido de 2000 galones por cada millón de pie cúbico de gas.

De este volumen de líquido, 0.5 galones están formados por partículas menores de 10 micras. Si el separador tiene una eficiencia de 80% para separar partículas menores de 10 micras, entonces su eficiencia total será de casi 100%. Sin embargo, si este mismo separador se utiliza en una corriente de gas, donde el contenido de líquido es de 20 galones por millón de pie cúbico, todo formado por partículas menores de 10 micras, la eficiencia total de separación será de 80% y habrá un arrastre de líquido en el flujo de gas de 4 galones por millón de pie cúbico de gas. Así aunque el separador funcionara bien, no sería el adecuado.

De lo anterior se concluye que, en la selección del equipo de separación para un determinado problema, se deben considerar como aspectos importantes, la distribución del tamaño de las partículas y el volumen de líquido que se va a separar.

3) Velocidad del gas.

Generalmente los separadores se diseñan de tal forma que las partículas de líquidos mayores de 100 micras, se deben separar del flujo de gas en la sección de separación secundaria, mientras que las partículas más pequeñas en la sección de extracción de niebla.

Quando se aumenta la velocidad del gas a través del separador, sobre un cierto valor establecido en su diseño, aunque se incrementa el volumen de gas manejado no se separan totalmente las partículas de líquido mayores de 100 micras en la sección de separación secundaria. Con esto se ocasiona que se inunde el extractor de niebla y, como consecuencia, que haya arrastres repen

tinos de baches de líquido en el flujo de gas que sale del separador.

4) Presión de separación.

Es uno de los factores más importantes en la separación, desde el punto de vista de la recuperación de líquidos. Siempre existe una presión óptima de separación para cada situación en particular.

En ocasiones al disminuir la presión de separación, principalmente en la separación de gas y condensado, la recuperación de líquidos aumenta. Sin embargo, es necesario considerar el valor económico del incremento de volumen de líquidos, contra la compresión extra que puede necesitarse para transportar el gas.

La capacidad de los separadores también es afectada por la presión de separación. Al aumentar la presión, aumenta la capacidad de separación de gas y viceversa.

5) Temperatura de separación.

En cuanto a la recuperación de líquidos, la temperatura de separación interviene de la siguiente forma: a medida que disminuye la temperatura de separación, se incrementa la recuperación de líquidos en el separador.

Una gráfica de temperatura de separación contra recuperación de líquidos, se muestra en la Fig. III.12. Se observa que a una temperatura de separación de 0°F, la recuperación de líquidos en el separador es de aproximadamente 5000 galones por millón de pie cúbico de gas, mientras que el volumen de líquidos que se recupera en el tanque de almacenamiento es del orden de 2000 galones por millón de pie cúbico.

Así pues, es necesario considerar que aunque se tiene la máxima recuperación de líquidos en el separador a 0°F, de los 5000 galones por millón de pie cúbico se evaporan en el tanque de almacenamiento 3000. Este vapor generalmente se libera a la atmósfera, por lo que se ocasionan grandes pérdidas.

Otros aspectos que hay que considerar para utilizar baja temperatura de separación, son los siguientes:

a) La separación a baja temperatura necesita equipo adicional de enfriamiento.

b) Se presentan otros problemas de operación, tal como la formación de hidratos.

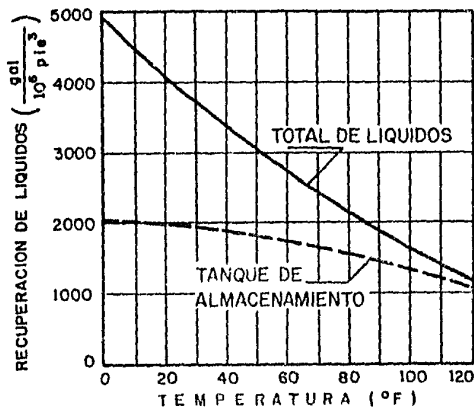


FIG. III.12 GRAFICA DE TEMPERATURA DE SEPARACION VS RECUPERACION DE LIQUIDOS $P_f = 400 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.}$

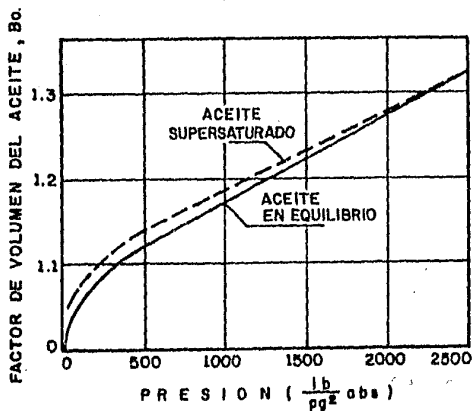


FIG. III.13 EFECTO EN EL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE CUANDO ESTA SUPERSATURADO.

En consecuencia, para obtener la temperatura óptima de separación, desde el punto de vista de recuperación de líquidos es necesario considerar todos los aspectos mencionados.

La temperatura afecta la capacidad del separador al variar los volúmenes de fluido y sus densidades. El efecto neto de un aumento en la temperatura de separación es la disminución de capacidad en la separación de gas.

6) Densidades del líquido y del gas.

Las densidades del líquido y el gas, afectan la capacidad de manejo de gas de los separadores. La capacidad de manejo de gas de un separador, es directamente proporcional a la diferencia de densidades del líquido y del gas e inversamente proporcional a la densidad del gas.

7) Viscosidad del gas.

El efecto de la viscosidad del gas en la separación, se puede observar de las fórmulas para determinar la velocidad de asentamiento de las partículas de líquido. La viscosidad del gas se utiliza en el parámetro NRE, con el cual se determina el valor del coeficiente de arrastre. De la ley de Stokes, utilizada para determinar la velocidad de asentamiento de partículas de cierto diámetro, se deduce que a medida que aumenta la viscosidad del gas, disminuye la velocidad de asentamiento y por lo tanto, la capacidad de manejo de gas del separador.

III.3 Cálculo de la capacidad de tratamiento de los separadores de 2 fases.

Los factores que intervienen en forma fundamental en la capacidad de los separadores de aceite y gas son:

- a) El diámetro y la longitud del separador.
- b) El diseño y arreglo de las partes internas del separador.
- c) Las características físicas y químicas del aceite y el gas que se van a separar. (La densidad del aceite y el gas, la viscosidad del gas, el equilibrio de las fases, etc.)
- d) La presión y la temperatura de operación del separador
- e) El número de etapas de separación.
- f) El nivel del líquido en el separador.
- g) La tendencia del aceite a formar espuma.
- h) La cantidad de material sólido arrastrado por los fluidos que se van a separar.
- i) Las condiciones del separador y de sus componentes.

Cálculo de la capacidad de tratamiento de separadores verticales. Ejemplos:

Capacidad de separación de gas.

De la ecuación de continuidad,

$$v_t = \frac{q_f}{A_f} \quad \dots 3.12$$

y

$$A_f = \frac{\pi d^2}{4} \quad \dots 3.13$$

Resulta

$$q_f = \frac{\pi d^2}{4} v_t \quad \dots 3.14$$

De la ecuación general de los gases, para condiciones base y condiciones de operación del separador,

$$\frac{P_s q_{sg}}{RT_s} = \frac{P_f q_f}{Z_f RT_f} \quad \dots\dots 3.15$$

despejando q_{sg}

$$q_{sg} = \frac{T_s P_f}{P_s Z_f T_f} q_f \quad \dots\dots 3.16$$

Sustituyendo 3.14 en 3.16, considerando $T_s = 520^\circ R$, $P_s = 14.7 \frac{lb}{pg^2}$ abs. y multiplicando el segundo miembro por 86400, para obtener q_{sg} en $\frac{pies^3}{día}$ a las condiciones estándar.

$$q_{sg} = 2.400 \times 10^6 \frac{P_f}{Z_f T_f} v_t d^2 \quad \dots\dots 3.17$$

La velocidad de asentamiento v_t , con la ecuación 3.6

$$v_t = \frac{g d_p^2 (\rho_p - \rho_g)}{18 \mu_g} \quad \dots\dots 3.6$$

Sustituyendo 3.6 en 3.17:

$$q_{sg} = 4.294 \times 10^6 \frac{P_f}{Z_f T_f} \frac{d_p^2 (\rho_p - \rho_g) d^2}{\mu_g} \quad \dots\dots 3.18$$

q_{gg} es el gasto de gas a condiciones estándar que puede manejar el separador, sin que partículas de diámetro mayor de d_p sean arrastradas por la corriente de gas. La capacidad de gas P de un separador vertical, como puede observarse de la expresión 3.18 es independiente de la longitud del separador.

Ejemplo de aplicación.

En este ejemplo se hacen las siguientes consideraciones:

- a) El diámetro de las partículas de líquido que se separan por gravedad es de 100 micras o mayor.
- b) El flujo que entra al separador es permanente.
- c) El aceite no tiene tendencia a formar espuma.
- d) La longitud del separador es de 10 pies.
- e) La temperatura de operación es mayor que la temperatura de formación de hidratos. Las temperaturas de operación consideradas de acuerdo a la presión de operación son:

$$T_f = 60^\circ\text{F} \quad \text{si} \quad P_f < 500 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$T_f = 75^\circ\text{F} \quad \text{si} \quad P_f \geq 500 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

- f) La densidad relativa del gas es 0.65
- g) La densidad de las gotas de líquido es de 45°API
- h) El factor de compresibilidad del gas a las condiciones de operación del separador, Z_f , es igual a 1.

Cálculo de la capacidad de manejo de gas de un separador vertical bajo las siguientes condiciones:

$$\begin{aligned}
 d_o &= 16 \text{ pg} & \gamma_g &= 0.65 \\
 P_f &= 75 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} & P_L &= 35^\circ \text{API} \\
 T_f &= 60^\circ \text{F} & P_s &= 14.7 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs.} \\
 p_d &= 1000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} & T_s &= 60^\circ \text{F}
 \end{aligned}$$

a) Considerando $Z_f = 1$ y suponiendo que el diámetro de las gotas de aceite es de 100 micras, la ecuación 3.17, toma la siguiente forma:

$$a_{sg} = 0.460 \frac{P_f}{T_f} \frac{(P_p - P_g)}{\mu_g} d^2$$

b) Cálculo de ρ_g a P_f y T_f

Para un gas con las siguientes condiciones:

$$\gamma_g = 0.65$$

$$P_f = 75 + 14.7 = 89.7 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs.}$$

Se tiene un valor de $Z_f = 0.983$

$$\rho_g = 2.7028 \times \gamma_g \frac{P_f}{Z_f T_f} = 2.7028 (0.65) \frac{89.7}{(0.983)(520)}$$

$$\rho_g = 0.3084 \frac{\text{lbm}}{\text{pie}^3}$$

como ρ_g para aplicar la correlación de Lee debe estar en $\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}$; $\rho_g = 0.00494 \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}$

Cálculo de μ_g

Se calcula mediante la correlación de Lee

$$M_g = Ma \times V_g = 28.97 \times 0.65 = 18.830$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T_f} + 0.01 (M_g) = 3.5 + \frac{986}{520} + (0.01)(18.830) =$$

$$X = 5.584$$

$$Y = 2.4 - 0.2 X = 2.4 - 0.2 (5.584) = 1.283$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02(M_g)) T_f^{1.5}}{209 + 19(M_g) + T_f} = \frac{(9.4 + 0.02(18.830)) (520)^{1.5}}{209 + 19(18.830) + 520} =$$

$$K = 106.672$$

$$\mu_g = 10^{-4} K e^{X P_g^Y} = 10^{-4} (106.672) e^{5.584 \times (0.00494)^{1.283}}$$

$$\mu_g = 107.333 \times 10^{-4} \text{ cp} = 7.212 \times 10^{-6} \frac{\text{lbm}}{\text{pie-seg}}$$

c) .- Cálculo de q_{sg}

Considerando que para $d_o = 16 \text{ pg}$ y $P_d = 1000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$

el diámetro interior correspondiente es, $d = 1.1825 \text{ pies}$
(TABLA III.1)

Transformando los datos a las unidades requeridas:

$$d_p = 100 \text{ micras} = 3.2808 \times 10^{-4} \text{ pies}$$

$$\rho_L = 35 \text{ °API} \text{ por lo tanto } \rho_p = 53.03 \frac{\text{lbm}}{\text{pie}^3}$$

Sustituyendo valores en la ecuación:

$$q_{sg} = 0.460 \frac{89.7}{520} \frac{(53.03 - 0.3084)}{7.212 \times 10^{-6}} (1.1825)^2$$

$$q_{sg} = 0.815 \times 10^6 \frac{\text{pies}^3}{\text{día}} \text{ a cs.}$$

La capacidad de manejo de gas para las condiciones dadas a partir de la gráfica de la compañía Oil Metering and Processing Equipment Corporation (OMPEC), es:

$$0.81 \times 10^6 \frac{\text{Pies}^3}{\text{día}} \text{ a cs.}$$

En la tabla III.1, se presentan las capacidades de manejo de gas que se calcularon para diferentes casos con la ecuación 3.7; para esos mismos casos, se presentan las capacidades que se obtienen a partir de las gráficas de las compañías OMPEC y Equipos Petroleros Nacionales (EPN).

Las gráficas EPN están basadas en las siguientes condiciones:

- 1) Las partículas de líquido en la corriente de gas tienen una densidad de 45°API y su tamaño es de 10 micras o mayor.
- 2) La densidad del líquido es de 35°API
- 3) La temperatura de operación es de 60°F, suponiendo -- que este punto está por arriba del punto de formación de hidratos.
- 4) No existen condiciones excesivas de espuma y no hay - cabezadas de líquido.

De la tabla III.1 se puede observar lo siguiente:

- a) Los valores calculados con la ecuación 3.18, son prácticamente iguales a los obtenidos con la gráfica de OMPEC
- b) Los valores obtenidos con las gráficas de EPN, son aproximadamente iguales a los de la ecuación 3.18 a una presión de operación de 300 lb/pg²; a presiones menores los valores de EPN son mayores que los de la ecuación -- 3.18; a presiones mayores de 300lb/pg² los valores de EPN son menores que los de la ecuación 3.18.

Cálculo de la capacidad de separación de líquido.

Para calcular la capacidad de manejo de líquido de un separador, ya sea vertical o horizontal, se deben considerar el diámetro del separador, el nivel del líquido arriba de la salida del aceite en el separador, el factor de volumen del aceite a las condiciones de operación del separador y el tiempo de retención del líquido.

Para separadores verticales se recomienda que el nivel máximo de líquido, este en el rango de uno a tres veces el diámetro del separador dependiendo del diseño.

El volumen disponible para manejo de líquido en un separador vertical es:

$$V_{Lv} = \frac{\pi d^2}{4} h \quad \dots 3.19$$

Por lo tanto el gasto de líquido a las condiciones estándar que el separador puede manejar es:

$$q_{sL} = \frac{V_{Lv}}{Bo \text{ tr}} = \frac{\pi d^2 h}{4 Bo \text{ tr}} \quad \dots 3.20$$

donde:

$$q_{sL} \text{ en } \frac{\text{pie}^3}{\text{min}}$$

para obtener q_{sL} en $\frac{\text{bl}}{\text{día}}$ se multiplica la ecuación 3.20 por $\frac{1440}{5.615}$, quedando:

$$q_{sL} = 201.420 \frac{d^2 h}{Bo \text{ tr}} \quad \dots 3.21$$

La OMPEC recomienda los siguientes tiempos mínimos de retención para que sus separadores operen eficientemente:

RANGO DE PRESION (lb/pg ²)	TIEMPO DE RETENCION (seg)
0 - 600	60
600 - 1000	50
> 1100	30

Cuando el aceite que se va a separar tiende a formar espuma el tiempo de retención necesario se debe incrementar hasta en 5 minutos, por lo que la capacidad de líquido del separador baja notablemente.

En cuanto al factor de volumen del aceite (B_o), éste -- puede determinarse mediante un análisis PVT de los fluidos en cuestión; también puede obtenerse a partir de constantes de equilibrio o por correlaciones. En cualquier caso, es interesante hacer las siguientes aclaraciones:

Sea, por ejemplo, un sistema de separación en tres etapas; es decir, dos separadores y el tanque de almacenamiento. -- Los volúmenes de líquido que manejarán los separadores en la -- primera y segunda etapas, son mayores que el volumen contenido en el tanque de almacenamiento.

Lo anterior se debe a que a las condiciones de operación de la 1a. y 2a. etapas, el volumen de gas disuelto en el aceite es mayor que a las condiciones en el tanque de almacenamiento.

Si se conoce el volumen de aceite en el tanque de almacenamiento, se pueden determinar en forma aproximada los volúmenes de aceite que se manejan en la primera y segunda etapas de separación. Estos se obtienen multiplicando el volumen de aceite en el tanque de almacenamiento por el respectivo factor de volumen del aceite para las condiciones de operación de cada etapa.

Sin embargo, deben considerarse los siguientes aspectos sobre los valores del factor de volumen del aceite de que comúnmente se dispone:

- a) Los factores de volumen del aceite, se obtienen generalmente a partir de análisis PVT a la temperatura del yacimiento, la cual difiere de las temperaturas de separación.

- b) Los factores de volumen del aceite generalmente se obtienen en laboratorio por un proceso de liberación diferencial, mientras que el fenómeno en el separador es más semejante a un proceso de liberación instantánea (flash).
- c) En realidad en el separador, debido a los cortos tiempos de retención y a la poca agitación de los fluidos, no se alcanzan las condiciones de equilibrio entre las fases que sí se establecen en el laboratorio. Debido a esto el aceite en el separador está supersaturado y su factor de volumen es mayor que el que se obtiene a las condiciones de equilibrio. En la Fig. --- III.13 se muestra una gráfica en donde se observa el efecto en el factor de volumen cuando el aceite está supersaturado. (Es aquel que en las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra tiene mayor cantidad de gas disuelto que el que le correspondería a las condiciones de equilibrio).
- d) Los factores de volumen para las condiciones de separación, se pueden calcular a partir de las constantes de equilibrio, pero en estos cálculos tampoco se consideran las condiciones de supersaturación del aceite.

Un caso especial en la separación ocurre cuando se produce aceite volátil, (concentraciones mayores al 15% de C_2 a C_6 ; factores de volumen mayores de 2; y relaciones gas-aceite mayores de $160 \text{ m}^3/\text{m}^3$). En estos casos se presenta la condensación de gas a través del sistema de producción, antes de que los fluidos entren al separador; incrementándose el volumen de líquido por separar. Esto se debe a la disminución de la temperatura de los fluidos y a la similitud entre la composición del aceite y el gas.

Ejemplo de aplicación:

Calcular las capacidades de manejo de líquido de un separador vertical, a las presiones de operación de 125 y 1800 lb/pg² las dimensiones y condiciones de operación del separador son:

$$L = 10 \text{ pie}$$

$$d = 1.3088 \text{ pie}$$

$$h = 1.3333 \text{ pie}$$

$$t_r = 1 \text{ min.}$$

ción: Aplicando la ecuación 3.10 para ambas presiones de opera

caso a) Considerando para $P_f = 125 \text{ lb/pg}^2$, $Bo = 1.0$

$$q_{sL} = 201.420 \frac{(1.3088)^2 (1.3333)}{1 \times 1} = 460.02 \text{ bl/día a cs.}$$

caso b) Considerando para $P_f = 1800 \text{ lb/pg}^2$, $Bo = 1.225$

$$q_{sL} = 201.420 \frac{(1.3088)^2 (1.3333)}{1 \times 1.225} = 375.526 \text{ bl/día a cs.}$$

Las capacidades que proporciona para los casos a) y b) la OMPEC son 460 y 370 bl/día.

En las tablas para capacidad de líquido del catálogo de EPN, no se consideran las variaciones de capacidad con la presión de operación del separador. Tampoco se especifica el nivel de líquido h , para el cual están las capacidades tabuladas.

Cálculo de la capacidad de tratamiento de separadores horizontales.

Ejemplos.

Capacidad de gas.

Para establecer la ecuación con la que se obtiene la capacidad de manejo de gas de los separadores horizontales, se harán las siguientes consideraciones que dependen del diseño específico del separador:

- a) Las gotas de líquido caen en un ángulo de 45° , desde la entrada de los fluidos al separador, situada en su parte superior, a la interfase gas-líquido, Fig.III.14
- b) El extractor de niebla está situado a una distancia - de dos veces la diferencia de diámetro del separador menos el nivel de líquido.

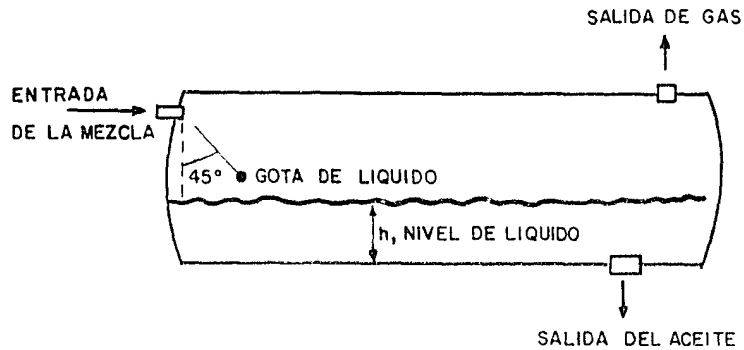


FIG. III.14 TRAYECTORIA QUE SE CONSIDERA QUE SIGUEN LAS GOTAS DEL LIQUIDO AL ENTRAR AL SEPARADOR.

De acuerdo con lo anterior, la velocidad de asentamiento de las gotas de líquido, v_t es:

$$v_t = \frac{\sqrt{(d-h)^2 + (d-h)^2}}{t_{rg}} = \frac{\sqrt{2} (d-h)}{t_{rg}} \quad \dots 3.22$$

despejando t_{rg} , que es el tiempo de retención del gas, necesario para que las gotas de líquido se depositen en la interfase gas-líquido:

$$t_{rg} = \frac{\sqrt{2} (d-h)}{v_t} \quad \dots 3.23$$

de donde

$$v_g = \frac{2(d-h)}{t_{rg}} = \frac{2(d-h)}{\frac{\sqrt{2}(d-h)}{v_t}} = \frac{2}{\sqrt{2}} v_t = \sqrt{2} v_t \quad \dots 3.24$$

de acuerdo a la ecuación de continuidad,

$$q_f = v_g \Lambda_f = \sqrt{2} v_t \Lambda_f \quad \dots 3.25$$

donde $\Lambda_f = \frac{\pi d^2}{4} \left[1 - \frac{\sin \cos \left(1 - \frac{2h}{d} \right)}{180} + (dh-h^2)^{1/2} \left(\frac{d}{2} - h \right) \right]$ 3.26

de la ecuación general de los gases, para condiciones estándar y condiciones de operación del separador,

$$\frac{P_s q_{sg}}{RT_s} = \frac{P_f q_f}{Z_f RT_f} \quad \dots 3.27$$

despejando q_{sg}

$$q_{sg} = \frac{T_s P_f}{P_s Z_f T_f} q_f \quad \dots 3.28$$

Sustituyendo 3.25 en 3.28, considerando $T_s = 520^\circ R$, $P_s = 14.7 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$, y multiplicando el segundo miembro por ---

86400, para obtener q_{sg} en pies³/día a las condiciones estándar.

$$q_{sg} = 4.322 \times 10^6 \frac{p_f}{z_f T_f} v_t \lambda_f \quad \dots 3.29$$

En 3.29 v_t se puede calcular a partir de la ecuación 3.6

$$v_t = \frac{g d_p^2 (\rho_p - \rho_g)}{18 \mu_g} \quad \dots 3.6$$

sustituyendo v_t en la ecuación 3.29 queda:

$$q_{sg} = 7.725 \times 10^6 \frac{p_f}{z_f T_f} \frac{d_p^2 (\rho_p - \rho_g)}{\mu_g} \lambda_f \quad \dots 3.30$$

q_{sg} es el gasto de gas a condiciones estándar que puede manejar el separador, sin que partículas de diámetro mayor que d_p - sean arrastradas por la corriente de gas.

En seguida se presenta un ejemplo de aplicación de la -- ecuación 3.30 .En este ejemplo se hacen las mismas consideraciones que para el caso de separadores verticales.

Ejemplo de aplicación:

Calcular la capacidad de manejo de gas, de un separador horizontal con las siguientes condiciones:

$$\begin{array}{ll} L = 10 \text{ pie} & \gamma_g = 0.65 \\ h = 0.333 \text{ pie} & \rho_L = 45^\circ \text{API} \\ d_o = 16 \text{ pg} & P_S = 14.7 \text{ lb/pg}^2 \\ P_f = 75 \text{ lb/pg}^2 & T_s = 60^\circ \text{F} \\ T_f = 60^\circ \text{F} & \\ P_d = 1000 \text{ lb/pg}^2 & \end{array}$$

Siendo $Z_f = 1$ y suponiendo que el diámetro de las gotas de líquido es de f_{100} micras, la ecuación 3.30 queda:

$$q_{sg} = 0.83 \frac{P_f}{T_f} \frac{(\rho_p - \rho_g)}{\mu_g} A_f \dots 3.30 A$$

Del ejemplo de aplicación para separadores verticales, $Z_f = 0.983$, $\rho_g = 0.3084 \text{ lbm/pie}^3$ y $\mu_g = 7.212 \times 10^6 \text{ lbm/pie-seg}$.

a) Cálculo de A_f .

De la ecuación 3.26 y considerando que para $d_o = 16 \text{ pg}$ - y $P_d = 1000 \text{ lb/pg}^2$ el diámetro interior correspondiente es $d = 1.1825 \text{ pies}$, entonces:

$$A_f = \frac{\pi (1.1825)^2}{4} \left[1 - \frac{\sin \cos \left(1 - \frac{2(0.3333)}{1.1825} \right)}{180} \right] + \left[(1.1825) (0.3333) - (0.3333)^2 \right]^{1/2} \left[\frac{1.1825}{2} - 0.3333 \right]$$

$$A_f = 0.8442 \text{ pie}^2$$

b) Cálculo de q_{sg}

Sustituyendo valores en la ecuación 3.30 A

$$q_{sg} = 0.83 \times \frac{89.70}{520} \times \frac{(53.03 - 0.3084)}{7.2125 \times 10^{-6}} (0.8442)$$

$$q_{sg} = 0.8850 \times 10^6 \text{ pie}^3 / \text{día} \cdot \text{cs}$$

La capacidad de gas para las condiciones dadas a partir de la gráfica de OMPEC es $0.88 \times 10^6 \text{ pie}^3 / \text{día} \cdot \text{cs}$.

En la tabla III.2 se presentan las capacidades de manejo de gas que se calcularon para diferentes casos, con la ecuación 3.19. Para esos mismos casos se presentan las capacidades que se obtienen a partir de la gráfica de OMPEC. También en la tabla III.2, se presentan las capacidades que se obtienen para algunos

casos de la gráfica de EPN.

Unicamente se consideraron para EPN, los casos en que el nivel de líquido en el separador está aproximadamente a la mitad de su diámetro, ya que en esta condición están basadas las gráficas de esta compañía.

De la tabla III.2 se puede observar lo siguiente:

- a) Los valores calculados con la ecuación 3.19 son equivalentes a los obtenidos con las gráficas de OMPEC.
- b) Los valores obtenidos de las gráficas de EPN, son mucho mayores que los obtenidos con la ecuación 3.19.

Capacidad de separación de líquido.

En separadores horizontales, se recomienda que el nivel máximo de líquido, sea menor que la mitad del diámetro interior del separador.

El volumen disponible para manejo de líquido en un separador horizontal, es:

$$V_{Lh} = \left(\frac{\pi d^2}{4} - A_f \right) L \quad \dots 3.31$$

por lo tanto el gasto de líquido a las condiciones estándar, que el separador puede manejar es:

$$q_{sL} = \frac{V_{Lh}}{Bo \ tr} = \frac{\left(\frac{\pi d^2}{4} - A_f \right) L}{Bo \ tr} \quad \dots 3.32$$

donde:

q_{sL} en pie³/min. ■ c.s.

para obtener q_{sL} en bl/día se puede multiplicar la ecuación 3.32 por 1440/5.615, quedando:

$$q_{sL} = 256.474 \frac{\left(\frac{\pi d^2}{4} - A_f \right) L}{Bo \ tr} \quad \dots 3.33$$

Los tiempos de retención recomendados por la compañía OMPEC, son los mismos que para los separadores verticales.

Ejemplo de aplicación:

Calcular las capacidades de manejo de líquido de un separador a las presiones de operación de 125 y 1800 lb/pg². Las dimensiones y condiciones de operación del separador son:

$$L = 6 \text{ pie}$$

$$d = 1.3088 \text{ pie}$$

$$h = 0.4444 \text{ pie}$$

$$t_r = 1 \text{ min.}$$

Aplicando la ecuación 3.26 para calcular A_f de la ecuación 3.33

$$A_f = \frac{\pi (1.3088)^2}{4} \left[1 - \frac{\text{ang} \cos \left(\frac{1 - 2(0.4444)}{1.3088} \right)}{180} \right] + \left[(1.3088)(0.4444) - (0.4444)^2 \right]^{1/2} \cdot \left[\frac{1.3088}{2} - 0.4444 \right]$$

$$A_f = 0.9427 \text{ pies}^2$$

Ahora utilizando la ecuación 3.23 para ambas presiones de operación :

caso a) Considerando para $P_f = 125 \text{ lb/pg}^2$, $B_o = 1.0$

$$q_{sL} = 256.474 \frac{\left[\frac{\pi (1.3088)^2}{4} - 0.9427 \right] 6}{1} = 619.625 \frac{\text{bl}}{\text{día}} \cdot \text{cs.}$$

caso b) Considerando para $P_f = 1800 \text{ lb/pg}^2$, $B_o = 1.225$

$$q_{sL} = 256.474 \frac{\left[\frac{\pi (1.3088)^2}{4} - 0.9427 \right] 6}{1.225}$$

$$q_{sL} = 506.82 \text{ bl/día a cs.}$$

La capacidad que proporciona para los casos a) y b) la --- OMPEC son 615 y 510 bl/día.

Del catálogo de EPN, se tiene que para un separador horizontal de 16 pg de diámetro por 5 pie de longitud, su capacidad de manejo de líquido es 693 bl/día. Esta capacidad es considerando un nivel máximo de líquido de la mitad del diámetro del separador.

Al igual que en los separadores verticales, en el catálogo de EPN, no se considera la variación de la capacidad de manejo de líquido con la presión de operación del separador.

Nota: Sobre el cálculo de la capacidad de tratamiento de los separadores de tres fases.

Para determinar la capacidad de tratamiento de gas de -- los separadores de tres fases, se pueden utilizar las mismas e--cuaciones que para los separadores de dos fases.

Para determinar la capacidad de manejo de aceite o agua de un separador de tres fases, únicamente se considera el factor de volumen del aceite y el tiempo de retención del aceite y del agua en el separador. Este tiempo está en función del volumen de líquido retenido, el gasto de líquido por manejar y las densidades relativas del aceite y el agua.

Es importante hacer notar que el volumen de retención de líquido en un separador de tres fases, es aquel donde el aceite y el agua permanecen en contacto. Cuando el aceite y el agua están en el separador, pero en compartimientos diferentes el volumen ocupado por estos, no se puede considerar como parte del volumen de retención.

Al diseñar los separadores de tres fases, se considera -- generalmente que del volumen total disponible para la retención de líquidos, la mitad es para el aceite y la otra para el agua. Sin embargo los diseños son más adecuados cuando los volúmenes -- de retención son variables. Esto se logra por medio de un contro--lador de interfase móvil.

III. 4 Método gráfico para determinar la capacidad de los separadores horizontales y verticales convencionales.

Con el uso de las gráficas que se presentan a continuación se determinan las capacidades de separadores de aceite y gas, eliminando cálculos tediosos.

Este método gráfico está realizado con el objeto de utilizarse en separadores cilíndricos de dos fases, horizontales o verticales y de una sola pieza.

La confiabilidad de estas curvas, ha sido verificada mediante pruebas de campo y contemplan una amplia variedad de condiciones. Hasta hace poco, se hacía mayor énfasis en la separación de las gotas de líquidos del gas, que en la separación del gas del aceite. El manejo actual del aceite crudo, requiere de la medición de grandes cantidades de aceite, por lo tanto, es necesario remover todo el gas extraño y que no se encuentre en solución en el mismo para lograr una medición con la exactitud necesaria.

Para obtener un grado óptimo de separación, se requiere de un adecuado tiempo de retención. El tiempo de retención, es por lo tanto, de primordial importancia, cuando se seleccionan las dimensiones adecuadas del separador. Si se tienen aceites que producen espumas, el tiempo de retención requerido se incrementará de tres a seis veces en relación al que se requerirá para aceites no espumosos.* El incremento en el tiempo de retención es proporcional a la tendencia de formar espuma del aceite. En la medición con aceite espumoso, la necesidad de incrementar el tiempo de retención, se elimina, cuando el separador usado mide el aceite tomando como base su densidad.

Las capacidades de aceite y gas que se muestran en las curvas para separadores convencionales tanto verticales como horizontales están basadas en una longitud de 10 pies, deberá hacerse una corrección para alcanzar la capacidad adecuada.

La capacidad de separación de gas de un separador vertical de aceite y gas es directamente proporcional al área de la sección transversal del separador e inversamente proporcional a la longitud del cuerpo. Por ejemplo, un incremento en la longi-

* También se acostumbra utilizar antiespumantes para evitar el empleo de separadores con mayores dimensiones.

tud del cuerpo del separador vertical convencional de 10 a 15 - pies, incrementaría la capacidad de gas en menos del 5% y un de- cremento en la longitud del cuerpo de 10 a 7 pies puede resul- -- tar un decremento inferior al 3% en la capacidad del gas. El -- cambio en la capacidad de separación depende de los líquidos -- producidos por el pozo y otras condiciones.

Por lo general, la capacidad de líquido de un separador vertical es directamente proporcional a la altura del nivel de líquido, en la sección de acumulación del recipiente. En separa- dores verticales de aceite y gas, es práctica normal que la al- tura del líquido no exceda de uno a tres veces el diámetro del separador, dependiendo de la exactitud de su diseño.

La capacidad de gas de un separador horizontal es pro-- porcional al área de la sección transversal del recipiente dis- ponible al flujo de gas. De esta manera, el diámetro de un sepa- rador horizontal y la altura del líquido controlan la capacidad de separación del gas. Al cambiar la longitud de los separado-- res horizontales con respecto a la longitud convencional de 10 pies, no afecta en gran medida la capacidad del gas de estos se- paradores, excepto en condiciones especiales, como el caso del aceite espumoso.

Las capacidades de los depuradores (scrubbers) de gas - convencionales pueden ser determinadas de estas curvas. Si se - usa una malla de alambre entretejida como extractor de niebla - en los depuradores, las capacidades de gas serán aproximadamen- te nueve décimas (9/10) de las capacidades obtenidas de las cur- vas para los tamaños de recipiente correspondiente. Esta reduc- ción en la capacidad, es ocasionada por la carga de líquido sob- re la malla de alambre entretejido.

Las curvas están elaboradas para que puedan ser utiliza- das en ambos sentidos:

- 1) Para determinar las dimensiones del separador requere- do para manejar un volumen dado de fluidos.
- 2) Para determinar el volumen de fluidos que se podrán - manejar dadas las dimensiones del separador.

La capacidad de líquido de un separador horizontal de-- pende de la capacidad volúmetrica destinada al asentamiento del líquido de la sección de acumulación del separador. Esta capaci- dad volúmetrica esta determinada por el diámetro interior del - recipiente, la longitud del cuerpo y la altura del líquido.

Los cálculos de las capacidades de gas, están basados - en la ley de STOKES, la cual puede ser escrita como sigue:

$$v = K_v d^2 \frac{(\rho_L - \rho_g) g}{\mu_g}$$

donde:

v = velocidad relativa del líquido que cae en gotas provenientes del gas (pie/seg)

K_v = constante de resistencia a la viscosidad

d = diámetro de las gotas de líquido (pie)

ρ_L = densidad de las gotas de líquido (lb/pie³)

ρ_g = densidad del gas (lb/pie³)

μ_g = viscosidad del gas (lbm/pie-sec)

g = aceleración de la gravedad (pie/seg²)

Los cálculos suponen que la separación gas-líquido se efectúa por la diferencia de densidades entre el líquido y el gas mediante las velocidades adecuadas de ambas fases.

Las velocidades relativas netas del gas fueron seleccionadas de manera que se realizará una separación de todas las partículas líquidas de 100 micras de diámetro o mayores.²

CAPACIDAD DE LIQUIDO DE UN SEPARADOR VERTICAL

Las capacidades están basadas en las siguientes consideraciones:

- 1) Un parámetro, que indica el tiempo de retención.
- 2) Flujo estable, no hay cabeceo.
- 3) Aceite no espumoso.
- 4) La temperatura del aceite debe ser superior a la cual se forma la parafina.

- 5) La densidad relativa del aceite de 35°API ó mayor.
- 6) La viscosidad de 50 S.S.U. ó menor.
- 7) El nivel del líquido en el separador no deberá exceder de uno a tres veces el diámetro del separador.

E J E M P L O:

Un separador vertical de 30 pg. de diámetro exterior, - 10 pies de longitud, presión de diseño de 1000 lb/pg², con 30 pg de altura de líquido manejará 2700 bl/día con un tiempo de retención de 1 minuto.

Con 2700 bl/día de aceite, un tiempo de retención de un minuto, y una presión de trabajo de 1000 lb/pg², las dimensiones requeridas serán de 30 pg., de diámetro exterior del recipiente con 30 pg. de altura del líquido.

CAPACIDAD DE GAS DE UN SEPARADOR VERTICAL

Las capacidades están basadas en las siguientes consideraciones:

- 1) Volúmenes medidos a condiciones estándar (60°F y 14.7 lb/pg²)
- 2) Flujo estable, no hay cabeceo.
- 3) Aceite no espumoso
- 4) Longitud del recipiente de 10 pies.
- 5) Temperatura de operación superior a la de formación de hidratos
- 6) La densidad relativa del gas de 0.65 (aire=1.0)
- 7) El gas deberá de acarrear menos de 1.0 gal. de líquido/MMPCD.

E J E M P L O

Un separador vertical de aceite y gas de 20 pg. de diámetro exterior, 10 pie de longitud, presión de diseño de 1000 lb/pg² operando a 700 lb/pg² manométricas tiene una capacidad de 8.2 MMPCD.

Este problema puede ser resuelto en forma inversa si se conocen el gasto diario y la presión de trabajo.

CAPACIDAD DE LIQUIDO DE UN SEPARADOR HORIZONTAL

Las capacidades están basadas en las siguientes consideraciones:

- 1) Un parámetro que indica el tiempo de retención
- 2) Flujo estable, no hay cabeceo.
- 3) Aceite no espumoso.
- 4) La temperatura del aceite debe ser superior a la cual se forma la parafina.
- 5) La densidad relativa del aceite de 35°API ó mayor.
- 6) La viscosidad de 50 S.S.U. ó menor
- 7) La longitud del recipiente de 10 pies.

E J E M P L O

Un separador horizontal de 24 pg. de diámetro exterior, 10 pies de longitud, con una altura de líquido de 8 pg. manejará 2400 bl/día con un tiempo de retención de 1 minuto.

Con 2400 bl/día de aceite, un tiempo de retención de un minuto, 24 pg., de diámetro exterior, el separador horizontal de aceite y gas requerirá una altura de líquido de 8 pg.

CAPACIDAD DE GAS DE UN SEPARADOR HORIZONTAL

Las capacidades están basadas en las siguientes consideraciones:

- 1) Volúmenes medidos a condiciones estándar (60°F, 14.7 lb/pg²).
- 2) Flujo estable, no hay cabeceo.
- 3) Aceite no espumoso.
- 4) Longitud del recipiente de 10 pies.

E J E M P L O

Un separador horizontal de aceite y gas de 24 pg. de diámetro exterior, 10 pies de longitud, con una altura de líquido de 8 pg. $P_{op} = 75 \text{ lb/pg}^2$ y una $P_d = 125 \text{ lb/pg}^2$ y manejará 2.1 MMPCD.

Este problema puede ser resuelto en forma inversa si se conocen el volumen diario y la presión de trabajo.

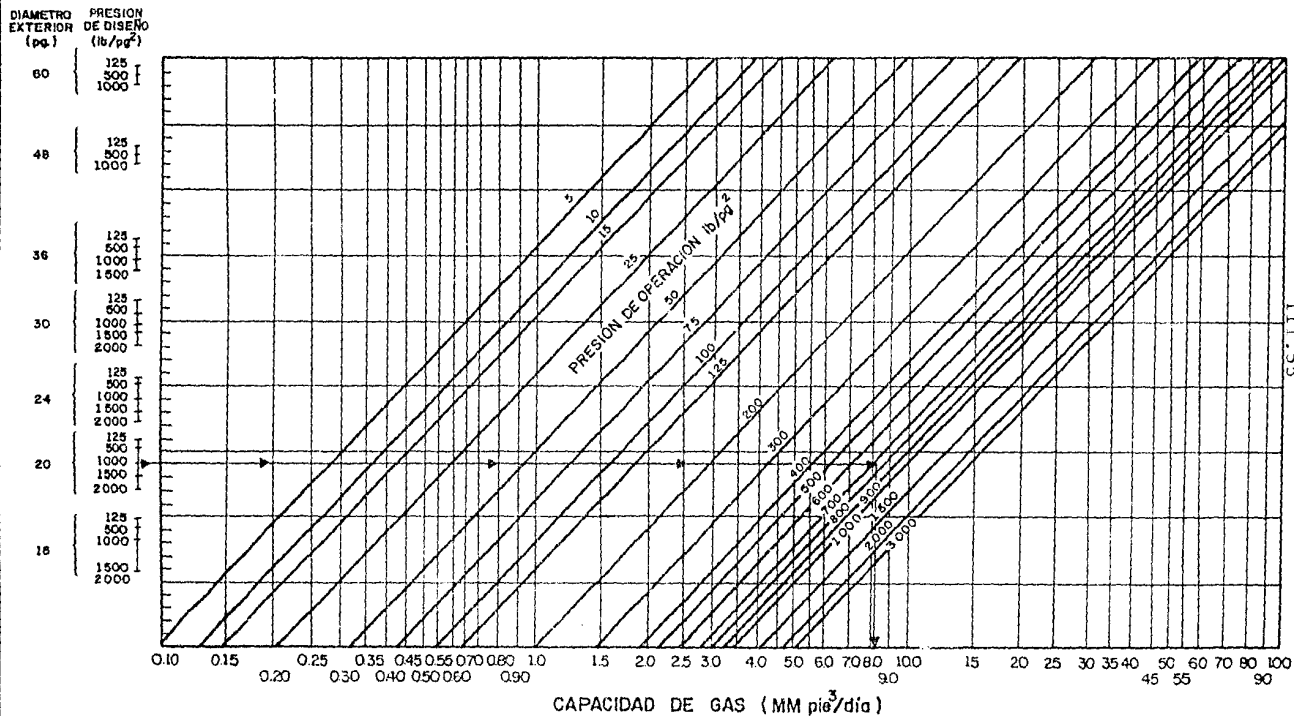


FIG. III.15 CAPACIDAD DE GAS DE UN SEPARADOR VERTICAL.

PROFUNDIDAD
DEL LIQUIDO
(pg)

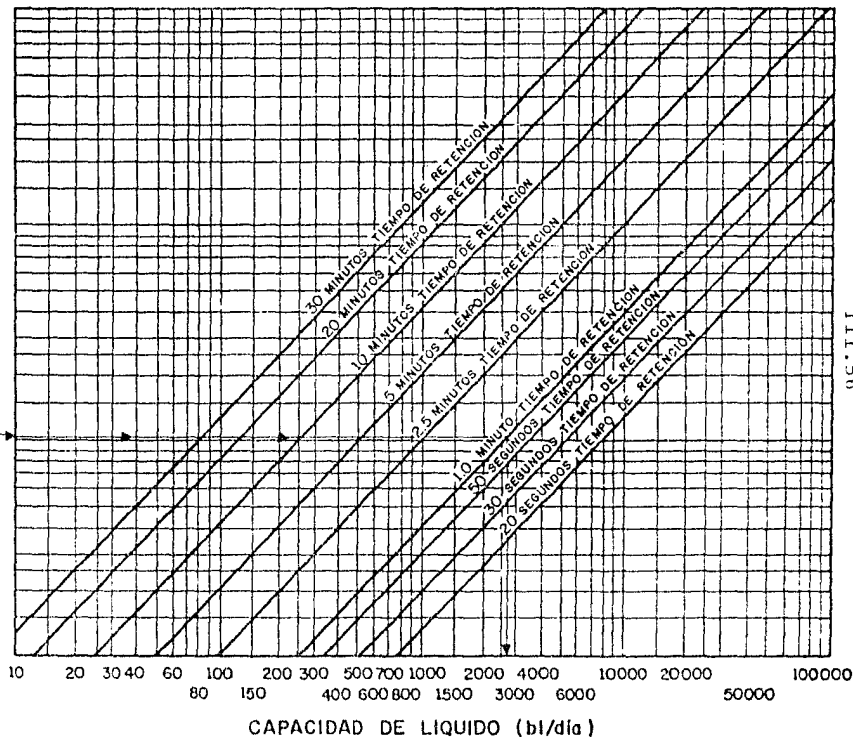
12
18
24
30
36
42
48
54
60
66
72

SEPARADOR
PRESION DE DISEÑO
(lb/pg²) DIAMETRO EXTERIOR
(pg)

125 60
500 60
125 48
500 48
125 36
500 36
1000 30
125 30
1000 24
125 24
1000 20
125 20
1000 16
125 16
1000 16

TIEMPO DE RETENCION
MINIMO RECOMENDADO

0-600 lb/pg² - 1 Minuto
600-1100 lb/pg² - 50 Segundos
Más de 1100 lb/pg² - 30 Segundos



III.56

FIG.III.16 CAPACIDAD DE LIQUIDO DE UN SEPARADOR VERTICAL.

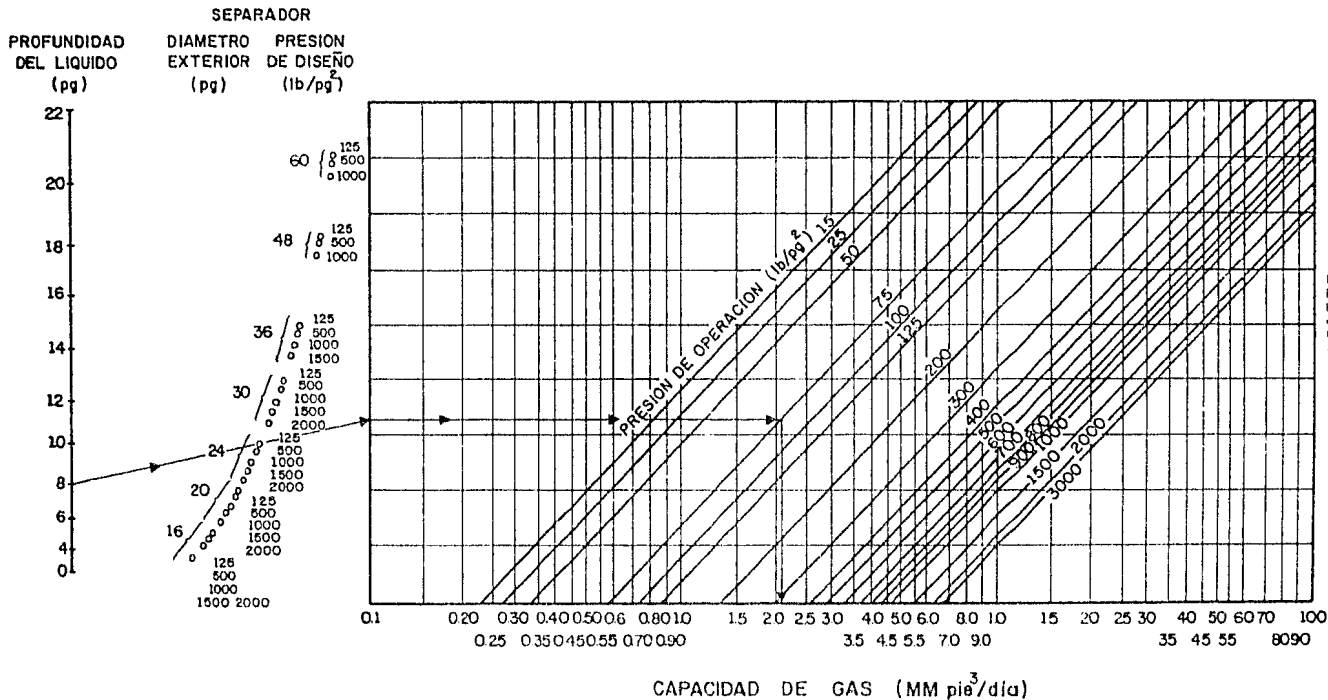


FIG. III. 17 CAPACIDAD DE GAS DE UN SEPARADOR HORIZONTAL.

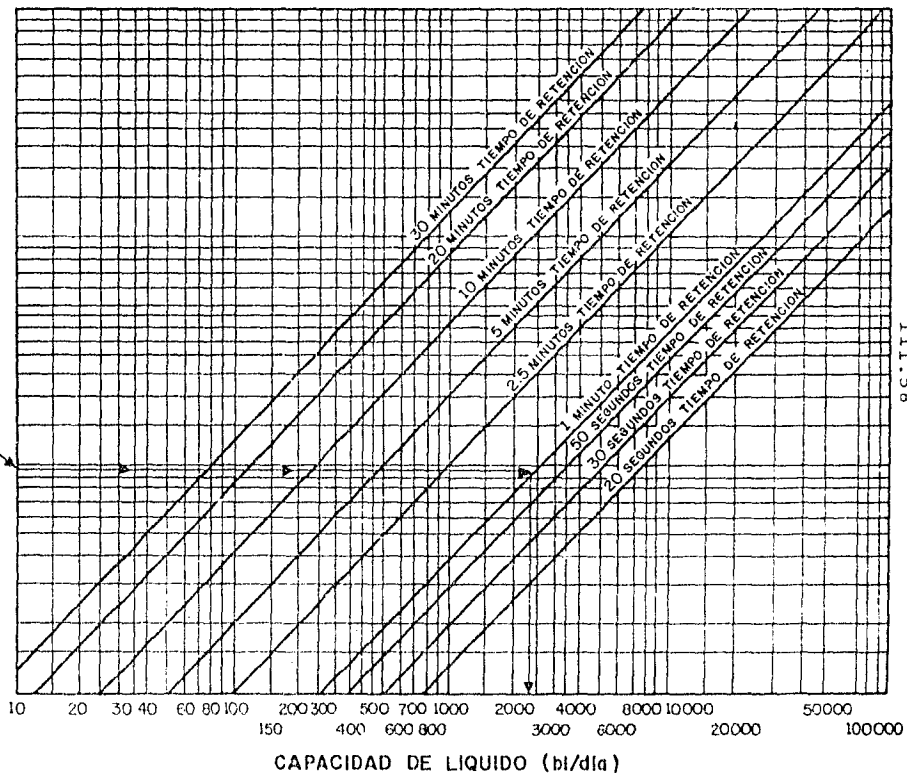
SEPARADOR
DIAMETRO EXTERIOR
(pg.)

- o -16
- o -20
- o -24
- o -30
- o -36
- o -48
- o -60
- o -72
- o -96

PROFUNDIDAD
DEL LIQUIDO
(pg.)

- 96
- 72
- 60
- 48
- 42
- 36
- 30
- 24
- 22
- 20
- 18
- 16
- 14
- 12
- 10
- 8
- 6
- 4

TIEMPO DE RETENCION MINIMO RECOMENDADO	
0-600 lb/pg ²	- 1 Minuto
600-1100 lb/pg ²	- 50 Segundos
Más de 1100 lb/pg ²	- 30 Segundos



I.I.58

FIG.III.18 CAPACIDAD DE LIQUIDO DE UN SEPARADOR HORIZONTAL.

III.5 Optimización de la presión de separación en un sistema de separación en etapas.

Existen dos aspectos importantes para optimizar las presiones de operación, en un sistema de separación gas-aceite por etapas:

- 1) Obtener en el tanque de almacenamiento la mayor cantidad de líquidos, que se encuentren estabilizados con la finalidad de que las pérdidas por evaporización sean mínimas.
- 2) Mínimos requerimientos de compresión.

La separación gas-aceite se inicia desde el momento del depresionamiento del aceite a partir del fondo del pozo hasta los los separadores y se lleva a efecto en dos formas:

- 1) Separación diferencial.
- 2) Separación flash.

En la TP y tubería de descarga se presenta la separación flash.

En las baterías de separación se presenta la separación diferencial o bien la (separación flash y diferencial) simultáneamente en el separador.

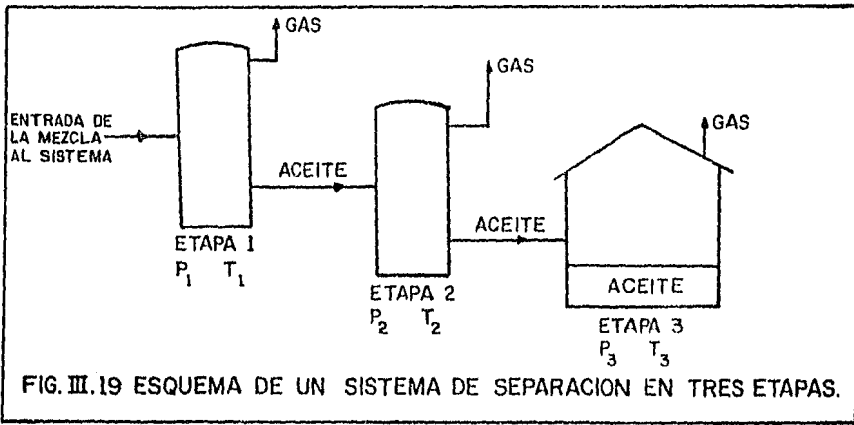
Lo ideal sería que desde el fondo del pozo hasta los separadores se presentará la separación diferencial, ya que proporciona una mayor cantidad de líquidos y mejores condiciones de estabilización.

III.5.1 Método empírico para calcular la presión de separación en un sistema de separación en etapas.

T. Frick, publicó una tabla que puede ser útil para formarse un criterio, con respecto al número de etapas de separación, en una central de recolección (batería).³

No. de Etapas de Separación	% de Aproximación a una separación diferencial.
2	0
3	75
4	90
5	96
6	98.5

El número de etapas más económico se encuentra entre un rango de 3 a 4 etapas, aunque en algunos casos se han utilizado hasta 7 etapas de separación.



Las relaciones de presiones de operación entre etapas en una separación de múltiple-etapa puede ser aproximada de la siguiente ecuación.

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{P_2}{P_3} = \frac{P_3}{P_4} = R$$

Los datos son: P_1 y P_4

$$P_3 = RP_4 \quad \dots\dots 3.34$$

$$P_2 = RP_3 \quad \dots\dots 3.35$$

Sustituyendo P_3 de 3.34 en 3.35

$$P_2 = R P_4 = R^2 P_4$$

$$P_1 = R^3 P_4$$

$$P_1 = R^{n-1} P_n$$

haciendo: $n-1 = k$

se tiene:
$$R = \sqrt[k]{\frac{P_1}{P_n}} \quad \dots\dots 3.36$$

donde:

n , número de etapas

P_1 , presión en la 1a. etapa (lb/pg² abs)

P_2 , presión en la 2a. etapa. (lb/pg² abs)

P_n , presión en el tanque de almacenamiento. (lb/pg² abs)

Cálculos flash deberán hacerse para diferentes condiciones supuestas de presión y temperatura para determinar el punto en el cual se obtenga la mayor cantidad de líquidos. Sin embargo las ecuaciones expresadas anteriormente nos dan una aproximación práctica, que puede ser usada si no se tiene otra información -- disponible.

III.5.2 Presiones óptimas de separación en un sistema de separación en etapas.

La presión óptima de separación en cada etapa de un sistema de separación en etapas, es aquella a la cual se recupera el máximo volumen de líquido a condiciones estándar por volumen de fluidos producidos del yacimiento.

Para el cálculo de las presiones óptimas de separación se requieren datos de una separación instantánea para diferentes presiones.

A continuación se describe un método sencillo para la determinación de la presión óptima de separación en la segunda etapa, en un sistema de tres etapas.

Método para determinar la presión óptima de separación en la segunda etapa en un sistema de 3 etapas.

En un sistema de separación de 3 etapas, como el que se muestra en la Fig. III. 19, la presión en la primera etapa (P_1) queda fija generalmente por los requerimientos de presión para transportar el gas a la planta de tratamiento. La presión en la tercera etapa (P_3), es la presión atmosférica. Entonces la presión que se puede optimizar, es la de la segunda etapa (P_2).

La determinación de la presión óptima de la segunda etapa, se basa en una correlación que consta de 2 ecuaciones que son:

a) Para mezclas que entran al sistema de separación con densidad relativa mayor que 1 respecto al aire:

$$P_2 = A (P_1)^{0.686} + C_1 \quad \dots 3.37$$

donde:

$$C_1 = \frac{A + 0.057}{0.0233} \quad \dots 3.38$$

b) Para mezclas que entran al sistema de separación con densidad relativa menor que 1 respecto al aire:

$$P_2 = A (P_1)^{0.765} + C_2 \quad \dots 3.39$$

donde:

$$C_2 = \frac{A + 0.028}{0.012} \quad \dots 3.40$$

En las ecuaciones 3.37 a 3.40 A, C_1 , C_2 , son funciones de la composición de los fluidos que entran al sistema: y P_1 y P_2 son presiones absolutas en lb/pg².

La constante A se determina mediante la Fig.III.20, utilizando la densidad relativa de la mezcla que entra al sistema de separación y el porcentaje molar de metano, etano y propano en la mezcla.⁴

Esta correlación da resultados con un error medio del 5%

Ejemplo de Aplicación.

Determinar la presión óptima de separación en la segunda etapa en un sistema de 3 etapas.

Datos: Presión de separación en la primera etapa, -----
 $P_1 = 800 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.}$

COMPOSICION DE LA MEZCLA

COMPONENTE	FRACCION MOLAR	PESO MOLECULAR (tablas)	FRACCION MOLAR X PESO MOLECULAR.
C_1	0.40	16.01	6.404
C_2	0.10	30.07	3.007
C_3	0.15	44.09	6.613
C_4	0.15	58.12	8.718
C_5	0.10	72.15	7.215
C_6	0.05	86.17	4.309
C_7	<u>0.05</u>	<u>131.00</u>	<u>6.550</u>
	1.00		42.816

De donde:

$$\text{Densidad relativa de la mezcla} = \frac{42.816}{M_a} = \frac{42.816}{28.97} = 1.4779$$

Como la densidad relativa de la mezcla es mayor que 1, se utiliza la ecuación 3.37

$$\text{Como } C_1 + C_2 + C_3 = 40 + 10 + 15 = 65\%$$

de la Fig.III.20, $A=0.45$

$$C_1 = \frac{0.45 + 0.057}{0.0233} = 21.76$$

y:

$$P_2 = A (P_1)^{0.686} + C_1 = 0.45 (800)^{0.686} + 21.76$$

$$P_2 = 65.90 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.}$$

que es la presión óptima en la segunda etapa.

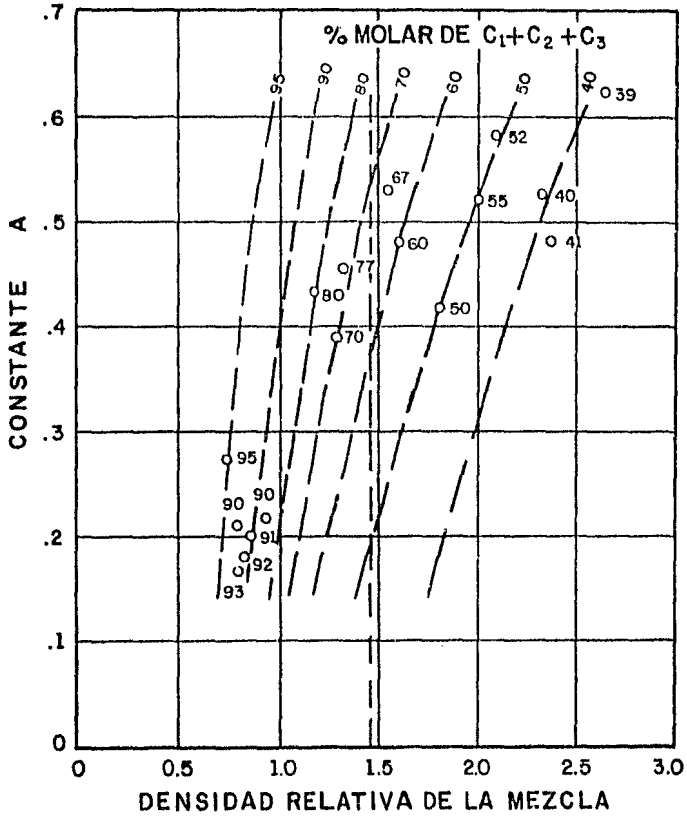


FIG. III.20 GRAFICA PARA DETERMINAR LA CONSTANTE A.

III. 5.3 Optimización por Recuperación de Hidrocarburos Líquidos a Condiciones de Almacenamiento.

Al operar un sistema de separación gas-aceite en etapas bajo condiciones que proporcionen la máxima recuperación de hidrocarburos líquidos, se tienen incrementos notables en la calidad y el volumen del aceite recuperado. También el gas separado tiene un mayor grado de estabilización; lo que es importante ya que si el gas se transporta, se reducen los problemas de operación por condensados en las líneas, y en caso de que sea necesario quemarlo, las pérdidas económicas serán menores al disminuir la cantidad de condensados arrastrados por la corriente de gas hacia el quemador.

En una etapa de separación, la corriente de hidrocarburos que se alimenta al separador gas aceite, es llevada físicamente a las condiciones de equilibrio de fases a la presión y temperatura del mismo, por lo que los volúmenes de gas y líquido separados se pueden determinar mediante cálculos de "Balance de Materia", los, cuales se presentan en el siguiente tema III.5.4.

El método para optimizar las presiones de operación en un sistema de separación por Recuperación de Hidrocarburos Líquidos consiste en que, conociendo la composición del fluido que se alimenta al sistema de separación y las presiones de operación - en la primera y la última etapa, se asignan presiones a las etapas intermedias con el fin de realizar un Balance de Materia Vapor-Líquido que determine en c/u de las etapas propuestas: la relación gas-aceite total (RGAT), la densidad del aceite a las condiciones standar y el factor de volumen del aceite a condiciones de saturación (Bob). Este método es iterativo y el proceso se repite hasta determinar las presiones que proporcionen los valores mínimos de las tres variables mencionadas, ya que:

- Los valores mínimos de la relación gas aceite total y la densidad del aceite a las condiciones de almacenamiento, indican que los hidrocarburos intermedios (C_3 a C_6), permanecen en la fase líquida, evitándose así, la pérdida de los mismos en el gas separado.
- El factor de volumen del aceite a la presión de saturación, varía ligeramente en función de las condiciones de separación que se tengan en la superficie. El valor mínimo de esta variable indica, que se requiere un volumen menor de aceite a las condiciones de saturación en el yacimiento, para obtener una unidad de volumen de aceite a las condiciones de almacenamiento.

En cada etapa del sistema, los valores mínimos de estas variables deben coincidir en una misma presión de separación, - que será la correspondiente a la presión óptima de operación - en dicha etapa. En la Fig. III.21, se muestra como quedan graficadas las variables respecto a las presiones de separación de la segunda etapa, en un sistema de tres etapas.

En el próximo tema se ilustra la forma de determinar las propiedades de los fluidos (Bob, RGAT, °API) con la información obtenida de los cálculos del equilibrio vapor-líquido para cada etapa de separación.

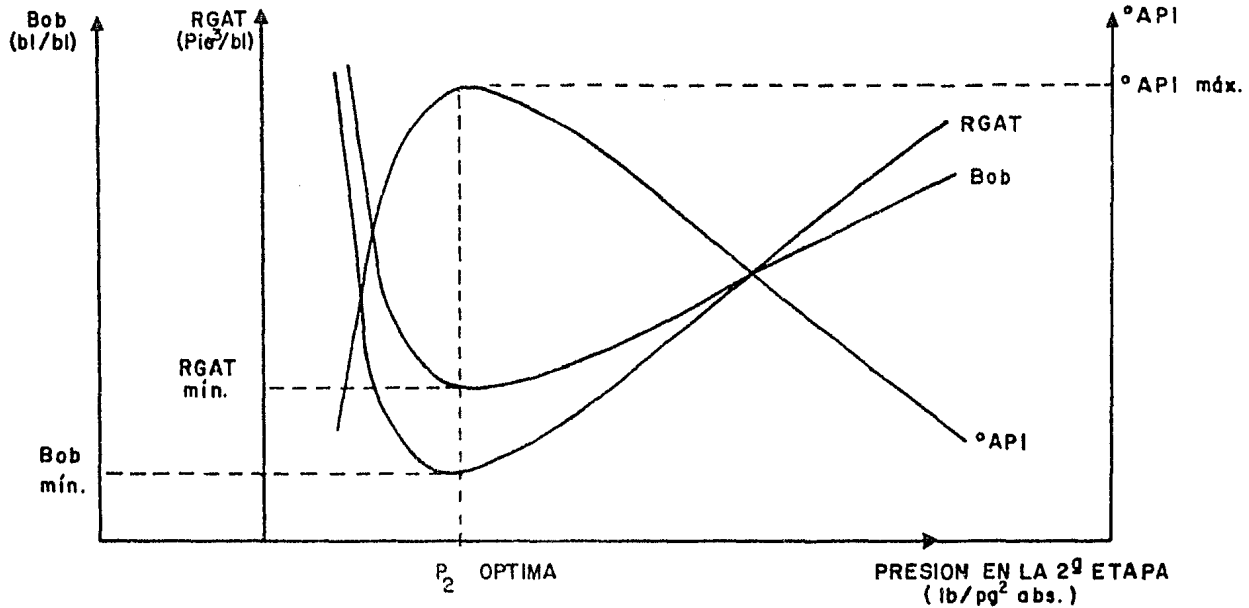


FIG. III. 21 OPTIMIZACION POR RECUPERACION DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS PARA UN SISTEMA DE SEPARACION EN TRES ETAPAS.

III.5.4 Balance de materia en un proceso de separación gas-aceite

El proceso de separación del gas y el aceite es realizado por una serie de etapas de separación.

Una etapa de separación se define como la condición a la cual el aceite y el gas alcanzan el equilibrio, a la presión y temperatura existentes en el separador.

Para determinar las cantidades de gas y líquidos separados se llevan a cabo cálculos de balance de materia, estos se presentan a continuación:

Haciendo un balance de materia global en una etapa de separación, Fig. III.22, se tiene que:

$$F = V + L \quad \dots 3.41$$

De un balance global por componente, se determina:

$$Fz_i = Vy_i + Lx_i \quad \dots 3.42$$

Por otra parte la constante de equilibrio vapor-líquido se define como:

$$K_i = Y_i/X_i \quad \dots 3.43$$

Combinando las expresiones anteriores y considerando como unitario los moles alimentados, se determina la siguiente expresión:

$$X_i = \frac{Z_i}{(K_i-1)V + 1} \quad \dots 3.44$$

Para todo sistema definido se tiene que:

$$\sum_i X_i = 1 \quad \dots 3.45$$

$$\sum_i Y_i = 1 \quad \dots 3.46$$

Dado que es factible conocer la composición de alimentación al sistema y las condiciones de operación, se podrá determinar la constante de equilibrio físico, K_i . Esta es determinada de

F = No de moles en la alimentacion
 L = No de moles en la fase liquida
 V = No de moles en la fase vapor
 z_i = Fraccion mol del componente i en la alimentacion
 x_i = Fraccion mol del componente i en la fase liquida
 y_i = Fraccion mol del componente i en la fase vapor.
 P = Presion
 T = Temperatura

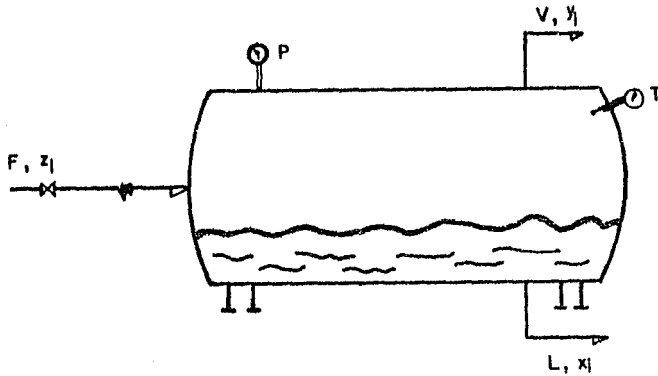


FIG. III.22 ETAPA DE SEPARACION

diferentes formas, como son: correlaciones, gráficas, tabulaciones y ecuaciones de estado.

En esta referencia se utiliza la ecuación de estado de Peng-Robinson.

La resolución de la ecuación 3.44 es de forma iterativa, se suponen diferentes valores de moles en la fase vapor V y la solución se encuentra cuando las composiciones en ambas fases son iguales a la unidad. (Ecs. 3.45 y 3.46).

Un sistema de separación el cual está formado por varias etapas, es simulado realizando cálculos de balance de materia en cada etapa. De estos balances se pueden obtener factores tales como: la relación gas-aceite, la gravedad API del aceite residual, etc.

Para ilustrar la forma como se determinan estos factores se muestra un sistema de separación en tres etapas, Fig. III.23.

Si F_1 son los moles alimentados al sistema, los moles alimentados a la segunda etapa son:

$$F_2 = L_1 = l_1 F_1 \quad \dots 3.47$$

y a la tercera:

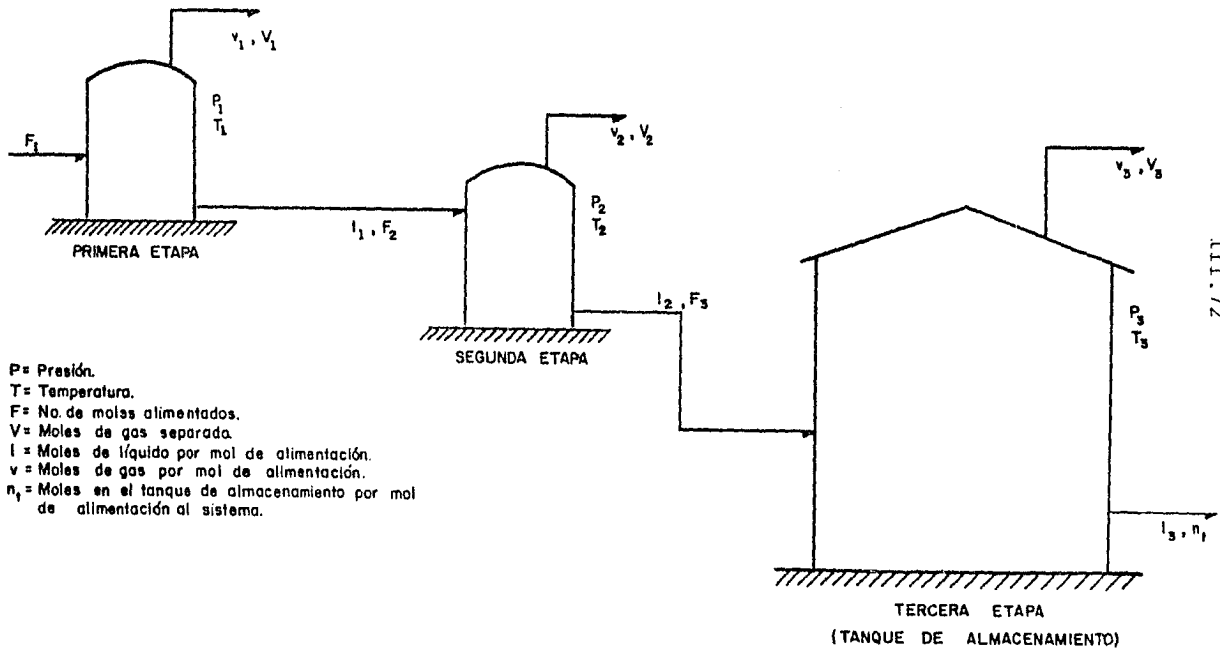
$$\begin{aligned} F_3 &= L_2 = l_2 L_1 && \dots 3.48 \\ &= l_2 l_1 F_1 \end{aligned}$$

Los moles retenidos en el tanque de almacenamiento son:

$$\begin{aligned} L_3 &= l_3 L_2 \\ &= l_1 l_2 l_3 F_1 && \dots 3.49 \end{aligned}$$

Cuando se tiene un número "m" de etapas se tiene que:

$$\begin{aligned} L_m &= l_m l_{m-1} \dots l_2 l_1 F_1 && \dots 3.50 \\ &= F_1 \sum_{i=1}^m l_i \end{aligned}$$



P = Presión.
 T = Temperatura.
 F = No. de moles alimentados.
 V = Moles de gas separada.
 l = Moles de líquido por mol de alimentación.
 v = Moles de gas por mol de alimentación.
 n_1 = Moles en el tanque de almacenamiento por mol de alimentación al sistema.

III.72

FIG.III.23 SISTEMA DE SEPARACION GAS-ACEITE.

Si $F_1 = 1.0$ los moles en el tanque de almacenamiento por mol de alimentación al sistema son:

$$n_t = \sum_{i=1}^m l_i \quad \dots\dots 3.51$$

De manera similar el número de moles de gas separado pueden ser calculados; para la primera etapa se tiene:

$$V_1 = v_1 F_1 \quad \dots\dots 3.52$$

para la segunda etapa:

$$\begin{aligned} V_2 &= v_2 F_2 \\ &= v_2 l_1 F_1 \quad \dots\dots 3.53 \end{aligned}$$

para la tercera etapa:

$$\begin{aligned} V_3 &= v_3 F_3 \\ &= v_3 l_2 l_1 F_1 \quad \dots\dots 3.54 \end{aligned}$$

El volumen de aceite en el tanque de almacenamiento puede ser calculado a partir de la densidad y el peso molecular del aceite.

$$V_{ot} = \frac{n_t PM_t}{\rho_{ot}} \quad \dots\dots 3.55$$

El volumen de gas separado por etapa es calculado mediante los moles de gas liberado y el volumen molar del gas a condiciones estándar es:

$$VG_i = V_i VM_g \quad \dots\dots 3.56$$

La relación gas-aceite definida como volumen de gas a volumen de líquidos, a condiciones estándar, puede ser determinada por medio de la expresión.

$$\begin{aligned}
 RGA_i &= \frac{VG_i}{V_{ot}} = \frac{VG_i VM_g}{n_t PM_t} \\
 &= \frac{VG_i VM_g \rho_{ot}}{n_t PM_t} \quad \dots 3.57
 \end{aligned}$$

El peso molecular del aceite en el tanque de almacenamiento es calculado mediante la composición de la fase líquida y el peso molecular de cada componente:

$$PM_t = \sum_i X_i PM_i \quad \dots 3.58$$

La relación gas-aceite total es la sumatoria de las relaciones gas-aceite por etapa.

$$RGAT = \sum_{i=1}^n RGA_i \quad \dots 3.59$$

La densidad del aceite a condiciones de tanque, ρ_{ot} , se determina a partir de la composición de la fase líquida en el tanque de almacenamiento y la densidad de cada componente medido a condiciones estándar.

$$\rho_{ot} = \frac{\sum_i X_i \rho_{si} PM_i}{\sum_i X_i PM_i} \quad \dots 3.60$$

Estas propiedades son una representación del funcionamiento de un sistema de separación gas-aceite.^o

Ejemplo de aplicación.

Para ilustrar el método se tomó como ejemplo la batería del campo AGAVE, en la que el aceite y el gas se separan en tres etapas. Las condiciones de operación para cada etapa son las siguientes:

III.75

ETAPA	PRESION (lb/pg ²)	TEMPERATURA (°F)
1	310.7	170.0
2	74.7	138.0
3	14.7	110.0

La composición de la alimentación al sistema que se utilizó, para la 1a. etapa, es la que corresponde a los fluidos del pozo AGAVE 1-B.

El cálculo de balance de materia para cada etapa y los resultados se presentan en la Fig. III.24. Estos servirán para determinar propiedades tales como: la relación gas-aceite, la gravedad API del aceite, etc.

La determinación de las propiedades se ilustra a continuación:

El número de moles recuperados en la última etapa por mol de alimentación se calcula con la ecuación. 3.51

$$\begin{aligned}
 n_t &= \sum_{i=1}^3 l_i = l_1 l_2 l_3 \\
 &= (0.230797) (0.902977) (0.944313) \\
 &= 0.196799 \text{ mol de aceite.}
 \end{aligned}$$

Las moles de gas liberadas por mol de alimentación en cada etapa son:

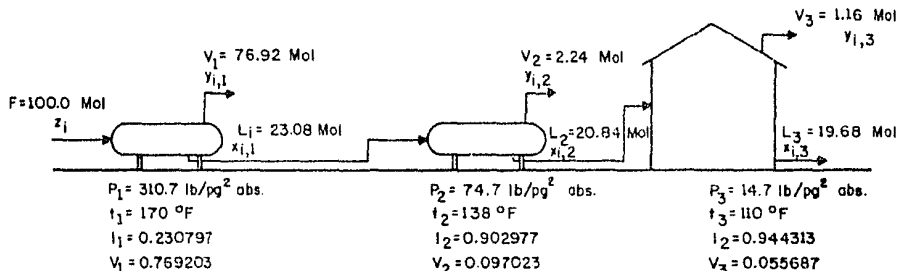
$$V_1 = v_1(1) = 0.769203 \text{ mol de gas}$$

$$\begin{aligned}
 V_2 &= v_2 F_2 = v_2 l_1(1) \\
 &= 0.02239 \text{ mol de gas}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 V_3 &= v_3 F_3 = v_3 l_2 l_1(1) \\
 &= (0.055687) (0.902977) (0.230797) \\
 &= 0.011605 \text{ mol de gas}
 \end{aligned}$$

La densidad del aceite a las condiciones de almacena---

COMPOSICION	ALIMENTACION (z_1) % Mol	FASE GASEOSA ($y_{1,1}$) % Mol	FASE GASEOSA ($y_{1,2}$) % Mol	FASE GASEOSA ($y_{1,3}$) % Mol
H ₂ S	0.530	0.630	1.110	1.610
CO ₂	2.260	2.800	3.240	2.409
N ₂	0.320	0.412	0.138	0.020
C ₁	59.490	75.324	56.572	22.490
C ₂	9.940	11.817	19.481	24.983
C ₃	4.830	5.083	10.914	24.347
iC ₄	0.870	0.778	1.748	4.747
nC ₄	2.050	1.683	3.778	10.679
iC ₅	0.700	0.424	0.991	2.676
nC ₅	1.150	0.625	1.308	3.810
nC ₆	1.390	0.428	0.801	2.213
C ₇ ⁺	16.470	0.003	0.001	0.001



COMPOSICION	FASE LIQUIDA ($x_{1,1}$) % Mol	FASE LIQUIDA ($x_{1,2}$) % Mol	FASE LIQUIDA ($x_{1,3}$) % Mol
H ₂ S	0.231	0.136	0.049
CO ₂	0.459	0.161	0.028
N ₂	0.014	0.001	0.000
C ₁	6.719	1.362	0.117
C ₂	3.685	1.988	1.632
C ₃	3.972	3.226	1.931
iC ₄	1.176	1.115	0.900
nC ₄	3.274	3.220	2.760
iC ₅	1.618	1.694	1.636
nC ₅	2.901	3.072	3.028
nC ₆	4.591	5.001	5.170
C ₇ ⁺	71.352	79.019	83.680

FIG.III.24 SIMULACION DE UN PROCESO DE SEPARACION.

miento, es obtenida con la ec. 3.60, resultando.

$$\rho_{ot} = \frac{\sum_i X_i \rho_{si} PM_i}{\sum_i X_i PM_i} =$$

$$\rho_{ot} = \frac{(0.00049)(18.7)(34.076) + (0.00028)(23.6)(44.01) \dots +}{(0.00049)(34.076) + (0.00028)(44.01) \dots +}$$

$$\rho_{ot} = 51.7667 \text{ lb/pie}^3$$

El peso molecular de las mezclas es obtenida por la expresión 3.58:

$$PM_t = \sum_i X_i PM_i = (0.00049)(34.076) + (0.00028)(44.01) + \dots$$

$$PM_t = 186.7978$$

La relación gas-aceite para cada etapa de separación se determina con la ecuación 3.57. Los resultados para este ejemplo son:

$$RGA_1 = 2315 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

$$RGA_2 = 67 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

$$RGA_3 = 35 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

La densidad del gas se determina con la ecuación de estado. Los valores obtenidos para este ejemplo son los siguientes:

$$\rho_{g,1} = 1.0598 \text{ lb/pie}^3$$

$$\rho_{g,2} = 0.3228 \text{ lb/pie}^3$$

$$\rho_{g,3} = 0.0949 \text{ lb/pie}^3$$

Las propiedades anteriores son importantes, ya que permiten determinar el funcionamiento de un sistema de separación gas-líquido.

III.5.5 Optimización por Requerimientos de Potencia para Transportar el Gas Separado.

En general los costos para manejar el gas separado, resultan bastante significativos debido a los siguientes factores:

- Los volúmenes de gas que se separan en la central de recolección (Batería de Separación), son con frecuencia elevados, siendo esto más notable en las baterías donde se maneja aceite volátil, el cual se caracteriza por tener relaciones gas aceite mayores de 1 000 pie³/bl
- Es frecuente que la presión con la que debe llegar el gas a las plantas de tratamiento es del orden de 1 000 lb/pg², por especificaciones del diseño de las propias plantas.
- Generalmente las distancias entre las baterías de separación y las plantas de tratamiento son considerables. Esto ocasiona la necesidad de cierta energía adicional para transportar el gas a la planta.

Por lo anterior, las presiones de separación de un sistema en etapas deben optimizarse a fin de minimizar la potencia de compresión requerida para transportar el gas separado. Con tal objetivo, se propuso el método que a continuación se describe.

En la aplicación del método es necesario disponer previamente de los siguientes datos:

- 1) El número de etapas de separación
- 2) Las temperaturas de cada etapa
- 3) La composición de la corriente que se alimenta al sistema.
- 4) La presión de envío a la planta de tratamiento del gas (Presión de descarga de las compresoras).

El procedimiento utilizado es iterativo y en cada iteración se asignan valores de presión a cada una de las etapas intermedias, obteniéndose el volumen de gas separado y la potencia necesaria para comprimir el gas y poder enviarlo a la planta de tratamiento. Las presiones en la primera y la última etapa por lo general, permanecen fijas, ya que la presión en la primera etapa será la de envío a la planta de tratamiento o a la que llegue la corriente de hidrocarburos a la batería de se

paración; para la última etapa la presión será la del tanque de almacenamiento, la cual equivale prácticamente a la especificada por las condiciones estándar. El proceso se repite para todos los posibles valores de presión en cada etapa, hasta encontrar aquellos con los que se obtenga la mínima potencia.

El gasto de gas liberado en la etapa j, se determina por la siguiente ecuación:

$$Q_{gj} = RGA_j Q_o / 10^6 \quad \text{.....3.61}$$

donde:

Q_{gj} , gasto de gas liberado en la etapa j, en millones de pie cúbico por día a las c.s.

RGA_j , relación gas-aceite en la etapa j, pie³/bl

Q_o , gasto de aceite de alimentación al sistema, en -- bl/día a las c.s.

La relación gas aceite liberado en la etapa j (RGA_j), se puede obtener por medio de cálculos de equilibrio vapor-líquido. Sin embargo, para fines más prácticos se pueden utilizar correlaciones tales como la de Vázquez, Standing, etc.

La potencia teórica para incrementar la presión del gas separado en cada etapa, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$PT_j = 44.5 Nc \left(R_c^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \left(\frac{k}{k-1} \right) Q_{gj} \quad \text{.....3.62}$$

Donde:

PT_j , potencia teórica, en caballos de fuerza (HP).

Nc , número de pasos de compresión

Rc , relación de compresión, Pd/Ps

k , relación de calores específicos, Cp/Cv

Q_{gj} , gasto de gas liberado en la etapa j, en millones de pie cúbico por día a las c.s.

La presión de descarga de las compresoras (Pd) corresponde a la presión de envío, mientras que la presión de succión (Ps), corresponde a la de separación. La relación de compresión (Rc), que se define como la presión de descarga entre la de succión (Pd/Ps), se recomienda que su valor sea menor de cuatro.

Esta limitación es debida a que, al aumentar la relación de compresión, disminuye la eficiencia mecánica de las compresoras y se incrementan los esfuerzos a que se somete el equipo. Cuando el valor de la relación de compresión resulte mayor de cuatro, el proceso de compresión debe realizarse en varios pasos o etapas. Para calcular el número de pasos de compresión se utiliza la siguiente ecuación:

$$Rc = (Pd/Ps)^{1/Nc} \quad \dots\dots 3.63$$

Donde:

Rc , relación de compresión; debe ser menor que cuatro

Pd , presión de envío a la planta de tratamiento, en -- lb/pg² absoluta.

Ps , presión de separación, lb/pg², absoluta.

Nc , número de pasos de compresión

La relación de calores específicos (k), se ha determinado para hidrocarburos gaseosos de diferentes pesos moleculares a la temperatura de 150°F, y se obtiene con la siguiente expresión:

$$k = \frac{1545.31 - \left[2387982.99 - \left\{ (2328.4) (1041.31 - PMg) \right\} \right]^{1/2}}{1164.20} \quad \dots\dots 3.64$$

Donde:

k , relación de calores específicos medidos a 150°F

PMg, peso molecular del gas

La potencia real requerida por etapa, se calcula dividiendo la potencia teórica (PT) entre la eficiencia de compresión (Ec). Este último valor se obtiene mediante una correlación empírica que esta en función de la relación de compresión y es:

$$E_c = 0.969882 - \frac{0.480065}{R_c} \quad \dots\dots 3.65$$

Donde:

E_c , eficiencia de compresión

R_c , relación de compresión

Por lo tanto la potencia real de compresión es:

$$PR_j = PT_j / E_c \quad \dots\dots 3.66$$

Donde:

PR_j , potencia real en la etapa j , (HP)

PT_j , potencia teórica en la etapa j , (HP)

Una vez calculada la potencia real requerida para transportar el gas separado en cada etapa del sistema; se suman para obtener la potencia real total, la cual se grafica respecto a las presiones asignadas a cada etapa. Cuando la potencia alcance su valor mínimo, las presiones en cada etapa serán las óptimas para minimizar los costos por compresión del gas separado en el sistema. En la Fig. III.25, se muestra una gráfica, de la potencia real total contra la presión de separación en la segunda etapa, para un sistema de tres etapas.

Por las características de los métodos descritos para optimizar las presiones de operación de un sistema en etapas, ya sea por recuperación de hidrocarburos líquidos o por requerimientos de compresión, se puede observar que estos procedimientos -- también permiten establecer el número más adecuado de etapas de separación realizando un análisis de tipo económico.

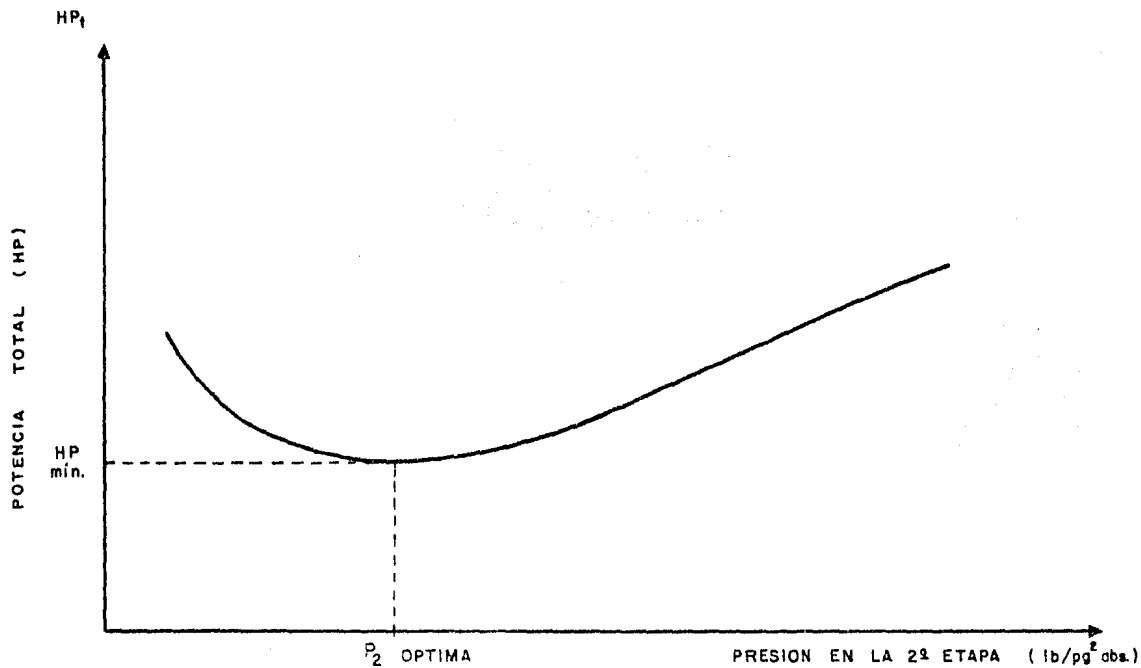


FIG. III. 25 OPTIMIZACION POR REQUERIMIENTOS DE COMPRESION PARA UN SISTEMA DE SEPARACION EN TRES ETAPAS.

III.6 Cálculo del espesor de un separador

Los separadores de gas-aceite empleados en los campos de la Industria Petrolera deberán ser diseñados, construidos y probados de acuerdo al código ASME sección VIII.

El espesor y la presión de trabajo para separadores cilíndricos deberá ser calculado con la siguiente expresión:⁶

$$t = \frac{PR}{SE - 0.6P} \quad \text{6} \quad P = \frac{SEt}{R + 0.6t} \quad \dots\dots 3.67$$

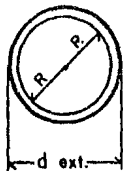
donde: P, presión de diseño, lb/pg²

R, radio interior, pg

S, esfuerzo máximo (24000 lb/pg²) permisible.

E, eficiencia de la unión 4" E = 0.8

t, espesor mínimo requerible, pg



$$\begin{aligned} d_{ext} &= 2R + 2t \\ R &= \frac{d_{ext} - 2t}{2} \quad \dots\dots 3.68 \end{aligned}$$

Sustituyendo 3.67 en 3.68

$$t = \frac{P(d_{ext} - 2t)}{2(SE - 0.6P)}$$

$$t \cdot 2(SE - 0.6P) - Pd_{ext} + 2Pt = 0$$

$$2tSE - 1.2Pt - Pd_{ext} + 2Pt = 0$$

$$2tSE + 0.8Pt - Pd_{ext} = 0$$

$$t(2SE + 0.8P) = Pd_{ext}$$

$$t = \frac{Pd_{ext}}{2(SE + 0.4P)} \quad \dots\dots 3.69$$

III.7 Diseño de la válvula de seguridad para los separadores.

En el supuesto caso que por algún motivo se llegara a reprimir el sistema, como medida de seguridad para los separadores, se instala una válvula que releve a la atmósfera el excedente de gas para conservar una presión en la vasija siempre inferior a la presión de trabajo de la misma y ligeramente mayor a la presión de separación.⁷

Secuencia de cálculo para diseñar una válvula de seguridad:

- a) Fórmula práctica obtenida del catálogo de válvulas de seguridad Crosby - Ashton:

$$A = \frac{q_g}{17.8 P K_t K_{sg}}$$

Donde:

q_g = Volumen de gas en $\text{pie}^3/\text{minuto}$; considerando (60°F y 14.7 lb/pg^2)

A = Area del orificio en pulgadas^2

P = Presión de apertura en lb/pg^2 manométricas.

K_t = Factor de corrección por temperatura.

K_{sg} = Factor de corrección por gravedad específica.

Ejemplo: Datos.

$$q_g = 19444 \text{ pie}^3/\text{minuto}$$

(Se tomó este dato del cálculo del No. de separadores necesarios para manejar la producción de la batería, - 28 MMPCD/separador).

$$P = 110 \text{ lb/pg}^2 \text{ (} 10\% \text{ + presión del separador)}$$

K_t = para $T = 60^\circ\text{C} = 140^\circ\text{F}$ de la tabla III.3

$$K_t = 0.9310$$

K_{sg} para una densidad de 0.78 de la Fig. III.26 interpolando valores.

$$K_{sg} = \sqrt{\frac{1}{\rho_g}}$$

$$K_{sg} = 1.1322$$

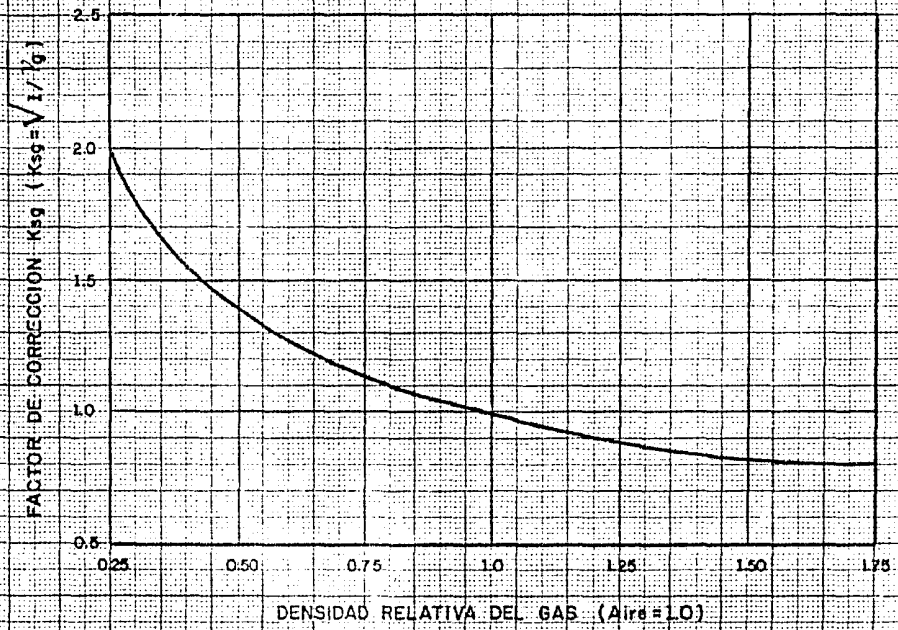
$$A = \frac{19444}{(17.8)(110)(1.1322)(0.9309)}$$

$A = 9.42 \text{ pg}^2$ $d = 3.46$ seleccionando 2 válvulas por separador tenemos:

$$\frac{A}{2} = 4.71 \text{ pg}^2 ; \quad d = 2.45 \text{ pg para cada separador}$$

TABLA III.3 FACTOR DE CORRECCION POR TEMPERATURA APLICABLE A GAS Y AIRE (K_t)

GRADOS (°F)	K_t	GRADOS (°F)	K_t	GRADOS (°F)	K_t
-400	2.944	0	1.063	250	.8558
-380	2.550	10	1.052	260	.8499
-360	2.280	20	1.041	270	.8440
-340	2.082	30	1.031	280	.8383
-320	1.927	40	1.020	300	.8272
-300	1.803	50	1.010	320	.8155
-280	1.700	60	1.000	340	.8062
-260	1.612	70	.9905	360	.7964
-240	1.537	80	.9813	380	.7868
-220	1.472	90	.9723	400	.7776
-200	1.414	100	.9636	420	.7687
-180	1.363	110	.9552	440	.7601
-160	1.317	120	.9469	460	.7518
-140	1.275	130	.9388	480	.7438
-120	1.237	140	.9310	500	.7360
-100	1.202	150	.9233	550	.7175
- 90	1.186	160	.9158	600	.7004
- 80	1.170	170	.9085	650	.6845
- 70	1.155	180	.9014	700	.6695
- 60	1.140	190	.8944	750	.6556
- 50	1.126	200	.8876	800	.6425
- 40	1.113	210	.8817	850	.6300
- 30	1.100	220	.8746	900	.6184
- 20	1.087	230	.8682	950	.6073
- 10	1.075	240	.8619	1000	.5968



GRAFICA III. 26

28.11.1

III.8 Sistemas de separación a baja temperatura.

En muchos yacimientos los hidrocarburos se producen a una presión mucho mayor que la que se requiere a la entrada de las líneas de transmisión. En tales situaciones, se recomienda utilizar un sistema de separación a baja temperatura para secar el gas que se separa a alta presión. Mediante este sistema se induce a la corriente de gas una caída de presión, con lo que se logra un abatimiento en la temperatura de separación.

Las ventajas que se obtienen cuando se utiliza un sistema de separación a baja temperatura, en vez de un sistema de separación común, son los siguientes:

- a) Se incrementa la recuperación de líquidos (gas licuado)
- b) Se reduce el contenido de agua en el gas y por lo tanto, también disminuye el punto de condensación (rocío) del vapor de agua contenido en el gas.

El incremento en la recuperación de líquidos puede pagar en un corto tiempo el costo del equipo necesario. El sistema de separación a baja temperatura es particularmente atractivo cuando la presión del yacimiento es alta y se espera que se mantenga en ese rango por un período de tiempo del orden de 3 años o mayor.

Descripción del equipo.

Una unidad de separación a baja temperatura consiste básicamente de 4 partes:

- 1) Un separador a baja temperatura
- 2) Un eliminador
- 3) Un cambiador de calor
- 4) Un estrangulador

Se requiere además de equipo de conexión y de control adecuado como tuberías, válvulas, etc. En ocasiones se utiliza además un equipo de inyección de glicol para proteger al sistema de la formación de hidratos.

En la Fig. III.27 se muestra un sistema de separación a baja temperatura.

- (1) SEPARADOR A BAJA TEMPERATURA
- (2) ELIMINADOR DE AGUA
- (3) CAMBIADOR DE CALOR
- (4) ESTRANGULADOR

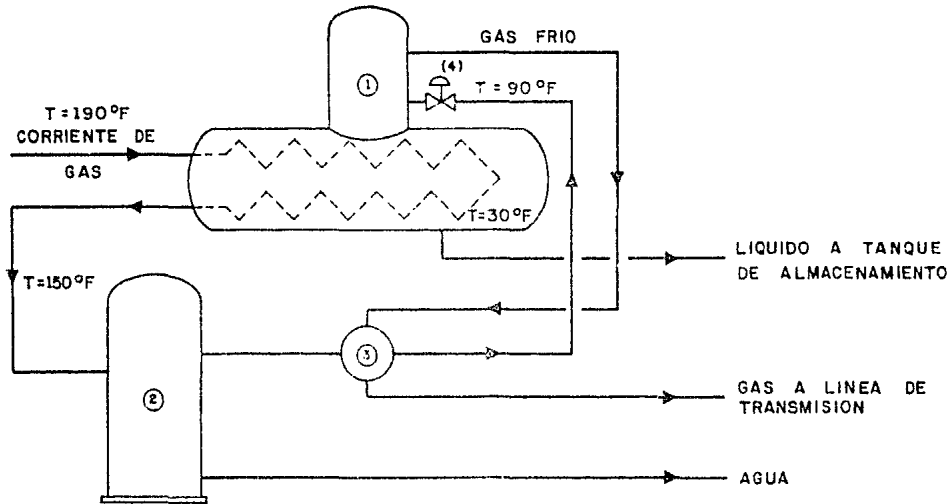


FIG. III.27 DIAGRAMA DE UN SISTEMA DE SEPARACION A BAJA TEMPERATURA.

Separador a baja temperatura

Puede ser de 4 diferentes formas: vertical, horizontal, esférico o en forma de T invertida, como el que se muestra en la Fig. III.25

Las funciones principales del separador a baja temperatura son las siguientes:

- a) Por expansión se logran bajas temperaturas de separación, eliminándose mayor cantidad de líquido de la corriente de gas.
- b) Con el serpentín situado en la parte inferior del separador, se tiene un calentamiento adecuado con el -- que se funden los hidratos que se puedan formar y, -- además, revaporiza los componentes ligeros del líquido que se integran a la corriente de gas que va a las líneas de transmisión. Esta revaporización de líquido es especialmente importante, ya que si los componentes ligeros permanecen en el líquido, al llegar al tanque de almacenamiento comúnmente se evaporan a la atmósfera sin recuperarse.
- c) El reflujo frío de la parte superior a la inferior -- del separador, recondensa los componentes más pesados que se hayan vaporizado en el proceso de calentamiento.

En general estos procesos de vaporización-condensación, proporcionan un aceite más estable.

Eliminador de agua

Los eliminadores al igual que los separadores comunes -- pueden ser verticales, horizontales o esféricos. Estos dispositivos operan a presiones del orden de 1500 a 4000 lb/pg². La función del eliminador es separar el agua de la corriente del pozo, antes de que ésta llegue al separador de baja temperatura. Con esto se evitan problemas de obturación en el estrangulador, ya que con la expansión del gas se puede reducir la temperatura abajo del punto de formación de hidratos.

Cambiador de calor

Básicamente el cambiador de calor tiene dos funciones:

- a) La temperatura de la corriente de gas al entrar al -- serpentín del separador puede disminuir hasta 100°F. Sin embargo, es necesario abatirla todavía más, por

lo que se pasa a través del cambiador de calor; donde es enfriada por el gas que sale del separador.

- b) El gas frío que sale del separador de baja temperatura es calentado en el cambiador de calor. Con esto se disminuye la posibilidad de la formación de hidratos en las líneas que transportan el gas.

El sistema de separación a baja temperatura, se puede adaptar para recuperar líquidos del gas de baja presión cuando este gas se quema. La recuperación de líquidos se logra disminuyendo la temperatura del gas de baja presión por abajo de su temperatura de rocío. El enfriamiento del gas se puede efectuar mediante la expansión del gas de alta presión en un separador a baja temperatura Fig. III.28, utilizando además un sistema de enfriamiento por aire.

En seguida se presenta un caso hipotético en el cual se determina el volumen de líquido que se puede recuperar, al disminuir la temperatura del gas abajo de su punto de rocío.

Ejemplo de cálculo de recuperación de líquidos del gas de baja presión.

Se tiene un gasto de gas $q_{gg} = 100 \times 10^6$ pie³/día a $P_g = 50$ lb/pg² abs. y $T_g = 180^\circ\text{F}$. Calcular la recuperación de líquido del gas, si se conduce a un sistema donde la separación se efectúa a $P_f = 50$ lb/pg² abs. y $T_{f1} = 100^\circ\text{F}$.

La composición del gas de baja presión que entra al sistema es:

	Zi
C ₁	0.4000
C ₂	0.2500
C ₃	0.0600
C ₄	0.0800
C ₅	0.1000
C ₆	0.0500
C ₇	<u>0.0600</u>
	1.0000

- (1) SEPARADOR DE ALTA PRESION
- (2) SEPARADOR DE BAJA PRESION
- (3) SEPARADOR A BAJA TEMPERATURA
- (4) SISTEMA DE ENFRIAMIENTO POR AIRE (SOLOAIRES)
- (5) SEPARADOR A BAJA PRESION

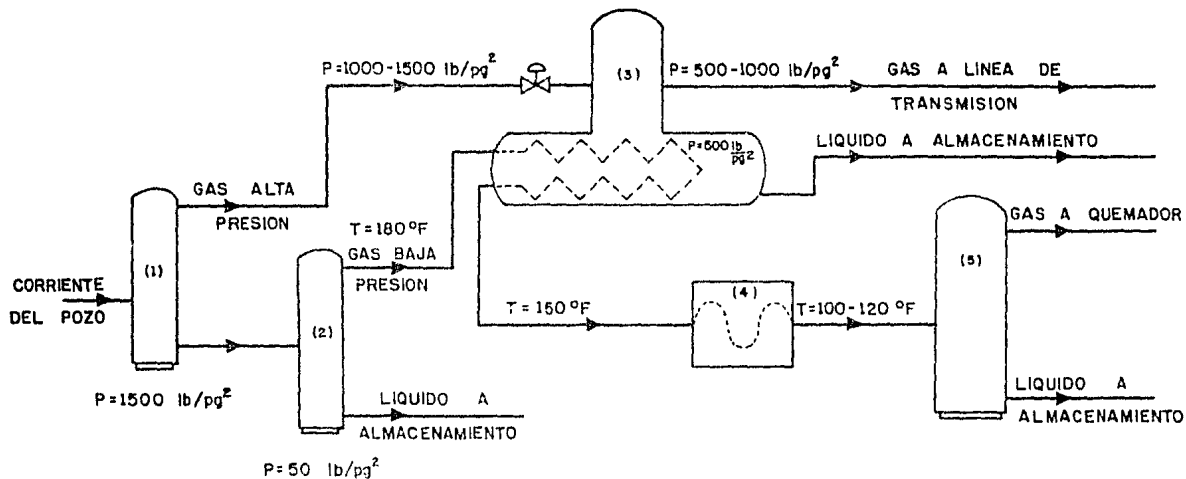


FIG. III.28 DIAGRAMA PARA RECUPERAR LIQUIDOS DEL GAS DE BAJA PRESION.

Primero se determina el punto de rocío del gas.

Para $P_f = 50 \text{ lb/pg}^2$ abs. y $T_f = 180^\circ\text{F}$ y utilizando las constantes de equilibrio, vapor-líquido K_i^f con una presión de conver-

se tiene:

	Z_i	$K_i(180, 50)$	Z_i/K_i
C_1	0.4000	60.00	0.0066
C_2	0.2500	19.00	0.0131
C_3	0.0600	7.00	0.0086
C_4	0.0800	2.80	0.0286
C_5	0.1000	1.23	0.0813
C_6	0.0500	0.42	0.1190
C_7^+	<u>0.0600</u>	0.08	<u>0.7500</u>
	$\Sigma 1.0000$		$\Sigma 1.0072$

Como $Z_i/K_i \neq 1.000$, a $P_f = 50 \text{ lb/pg}^2$ abs. la temperatura de rocío del gas $T_{rg} = 180^\circ\text{F}$. Con lo anterior se puede concluir que a $P_f = 50 \text{ lb/pg}^2$ y $T_{f1} = 100^\circ\text{F}$ existirán dos fases.

En seguida se hace el cálculo flash (de liberación instantánea) a $P_f = 50 \text{ lb/pg}^2$ y $T_{f1} = 100^\circ\text{F}$, para 100 moles de alimentación al separador. El procedimiento es por ensaye y error suponiendo el número de moles que se formarán de líquido L, y el número de moles que quedarán en fase gaseosa, V.

$$\text{para } L=11 \quad V/L = 8.0909$$

	(1)	(2)	(3)	(4)
	Z_i	$K_i(100, 50)$	$[K_i(V/L)+1]$	$Z_i/\text{Col.3}$
C_1	0.4000	56.000	454.091	0.0881
C_2	0.2500	11.500	94.045	0.2658

* Para C_7^+ se utilizó la K para C_8

III.93

	(1) Zi	(2) Ki(100,50)	(3) [Ki(V/L)+1]	(4) Zi/Col.3
C ₃	0.0600	3.400	28.509	0.2104
C ₄	0.0800	1.180	10.547	0.7585
C ₅	0.1000	0.380	4.074	2.4546
C ₆	0.0500	0.110	1.889	2.6469
C ₇ ⁺	0.0600	0.042	1.339	<u>4.4809</u>
				10.9052

Como el valor de $\sum Z_i/Col.3 = 10.9052$ y el valor de L - supuesto es 11.0, se concluye que el número de moles de líquido que se forman, es aproximadamente de 10.9052 por cada 100, que se alimentan al sistema.

La composición de ese líquido se obtiene dividiendo los valores de la columna 4, por 10,9052. La composición del líquido es:

	Xi
C ₁	0.00808
C ₂	0.02437
C ₃	0.01929
C ₄	0.06955
C ₅	0.22509
C ₆	0.24272
C ₇ ⁺	0.41090

El volumen que ocupa una mole-lb de líquido, se calcula a partir del peso molecular $M \times i$, y la densidad de los componentes P_{xi} , de la siguiente manera.

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
	x_i	$M \times i \left[\frac{\text{lb}}{\text{mole-lb}} \right]$	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{mole-lb}} \right]$	$\rho_{x_i} \left[\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right]$	$\frac{3}{4} \left[\frac{\text{gal}}{\text{mole}} \right]$
C_1	0.00808	16.04	0.1296	2.50	0.05184
C_2	0.02437	30.07	0.7328	3.11	0.23563
C_3	0.01929	44.09	0.8505	4.23	0.20106
C_4	0.06955	58.12	4.0422	4.70	0.86004
C_5	0.22509	72.15	16.2404	5.20	3.12315
C_6	0.24272	86.17	20.9152	5.53	3.78213
C_7	0.41090	144.22	59.2599	5.88	10.07821
					$\sum 18.33206$

De donde el volumen que ocupa una mole-lb de líquido es 18.332 gal.

Como el gasto de gas es $q_{sg} = 100 \times 10^6$ pie³/día, y una mole-lb de gas ocupa 379.0 pie³ a 14.7 lb/pg² abs. y 60°F, entonces el gasto de gas en mole-lb/día será:

$$q_{sg} = \frac{100 \times 10^6}{379} = 263858 \text{ mole-lb/día}$$

El número de moles que se convertirán a líquido por día es:

$$q_L = \frac{263858 \times 10.905}{100} = 28773.7 \text{ mole-lb/día}$$

que convertido a volumen en bl/día, es:

$$q_L = 28773.7 \text{ mole-lb/día} \times 18.332 \text{ gal/mole-lb} \times \text{bl}/42 \text{ gal}$$

por lo tanto:

$$q_L = 12559.0 \text{ bl/día} \text{ a } P_f = 50 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs y}$$

$$T_{fl} = 100^\circ\text{F}$$

III.9 Controladores de Nivel

Cada separador en un sistema de separación en etapas, -- tiene dos puntos de control de proceso; los cuales se muestran -- esquemáticamente en la Figura III.29:

- 1) Control de nivel del líquido
- 2) Control de presión

Control de nivel del líquido:

Un separador tiene un sistema de control que mantiene su nivel de líquido constante regulando el flujo que sale del recipiente. La función del sistema es abrir la válvula de control de nivel cuando éste sube, de tal forma que una mayor cantidad de líquido puede fluir hacia afuera del recipiente; y cerrar la válvula de control cuando el nivel baja, de esta manera una cantidad menor de líquido sale del separador. Un controlador de nivel es el "cerebro" del sistema de control. Este detecta los cambios de nivel en el flotador, y transmite una señal neumática a la -- válvula de control para abrir o cerrar según sea necesario, y en esta forma mantener el nivel bajo operación normal.

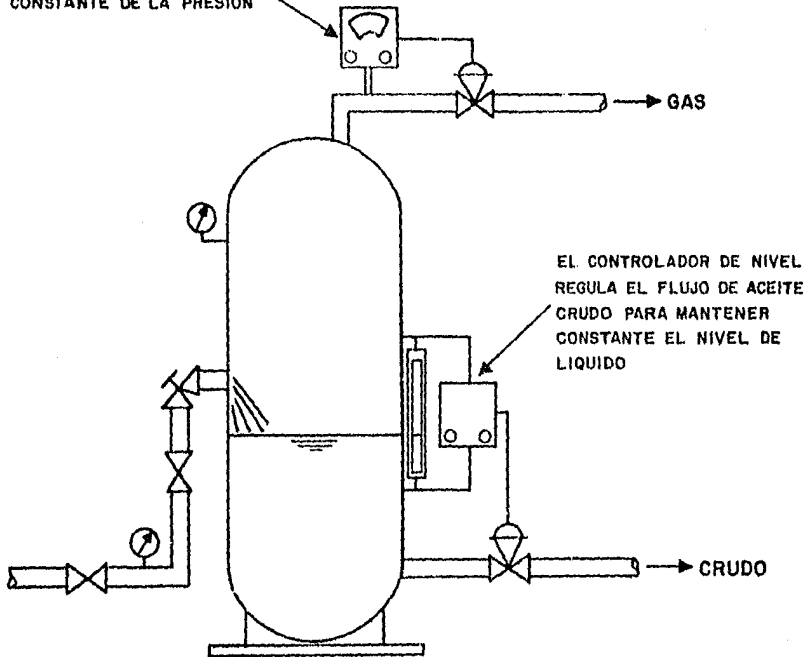
El controlador de nivel tiene dos dispositivos los cuales son ajustados manualmente por el operador: un punto de referencia, el cual regula la altura del líquido en el recipiente; y una banda proporcional que controla la sensibilidad del sistema de control.

El punto en el que el operador ajusta cada uno de estos dispositivos de control, puede explicarse de una manera más clara si se considera el sistema de control en términos de sus funciones: abrir la válvula de control cuando el nivel sube, y cerrarla cuando éste baja.

El punto de referencia, es generalmente ajustado para -- mantener el nivel de líquido alrededor del punto medio en el nivel óptico. Sin embargo, si el flujo de gas que sale del separador se incrementa, puede ser recomendable bajar el nivel y proporcionar un mayor volumen en el recipiente de espacio para el vapor.

La banda proporcional regula el movimiento de la válvula de control cuando hay un cambio en el nivel de líquido.

EL CONTROLADOR DE PRESION REGULA
EL FLUJO DE GAS PARA EL MANTENIMIENTO
CONSTANTE DE LA PRESION



EL CONTROLADOR DE NIVEL
REGULA EL FLUJO DE ACEITE
CRUDO PARA MANTENER
CONSTANTE EL NIVEL DE
LIQUIDO

FIG. III.29 DISPOSITIVOS DE CONTROL DEL SEPARADOR.

Con un ajuste bajo de la banda proporcional, por ejemplo un 10%, un cambio pequeño en el nivel trae como consecuencia un movimiento amplio de la válvula de control de nivel. Un nivel alto de unas cuantas pulgadas, dá como resultado que la válvula de control de nivel se abra completamente; y una pequeña caída en el nivel, provocará que la válvula de control de nivel se cierre totalmente. El efecto neto es que el flujo de líquido a través de la válvula de control de nivel es muy alta o bien, muy bajo. Si el líquido se descarga a otro separador, entrará al recipiente en baches; provocando dificultades en el control de nivel.

Un ajuste alto de la banda proporcional, requiere un mayor cambio en el nivel de líquido para abrir o cerrar la válvula de control de nivel. En una posición de 100%, el nivel debe elevarse a la parte superior del flotador antes de que la válvula de control esté totalmente abierta; y el nivel debe caer al fondo del flotador, antes de que la válvula de control de nivel este completamente cerrada. Un ajuste bajo de la banda proporcional, dá como resultado un nivel aproximadamente constante y un gasto de flujo con variaciones; mientras que un ajuste alto proporciona un nivel con variaciones y un gasto de flujo más o menos constante.

Es generalmente conveniente mantener un gasto de flujo moderadamente constante en todos los separadores excepto en la etapa final. Así, un ajuste alto de la banda proporcional (50 a 75%), resulta usualmente en un ritmo de flujo y un nivel más o menos constantes en el separador.

Si la corriente del pozo que entra al separador de la primera etapa fluye en baches, es necesario ajustar la banda proporcional en un valor aproximado de 25%, para prevenir flujos repentinos e inadecuados de líquido.

Control de presión:

La cantidad de aceite crudo producido a partir de un sistema de separación en etapas, es afectado significativamente por las presiones de operación de los separadores del sistema. En algunos casos, las presiones de los separadores son fijadas por otras consideraciones del proceso, tales como el mantenimiento de la presión a un nivel suficiente para el suministro de gas combustible al sistema. Si el gas de los separadores fluye a las compresoras, éstas pueden requerir una presión de succión mínima para mantener el volumen de gas que fluye hacia ellas.

La presión en un separador, es controlada por un regulador del flujo de gas que sale del recipiente. El sistema generalmente incluye un controlador y una válvula de control. El controlador detecta la presión dentro del separador, y envía una señal neumática a la válvula de control para que abra o cierre, permitiendo el flujo de gas en la cantidad necesaria para mantener la presión en el punto de referencia del controlador. Este es ajustado por el operador a la presión que se ha establecido que debe funcionar el separador.

Antes de continuar con el análisis del sistema de control, se revisará el objetivo principal de un sistema de separación en etapas. La corriente de los pozos que entra al sistema, es una mezcla de hidrocarburos que pueden ser agrupados en gas, gasolinas y aceite combustible. Independientemente del número de separadores y de las presiones a las que operan, la mayoría de los hidrocarburos agrupados como gas salen de los separadores -- por las líneas de descarga del gas; y casi el 100% de los hidrocarburos que integran el aceite combustible, fluyen hacia afuera por la parte inferior de los separadores para dirigirse al tanque de almacenamiento. En esta forma, los hidrocarburos que componen las gasolinas, son los que se ven afectados por el número de separadores y sus presiones de operación. Siempre se desea -- que los separadores operen de tal forma que una mínima cantidad -- de gasolinas, sean conducidas en la corriente de gas que sale -- de los separadores.³

N O M E N C L A T U R A

a	Aceleración debida a la fuerza centrífuga (pie/seg ²)
A _f	Area de flujo a través del separador (pies ²)
A _p	Area de la gota de líquido proyectado contra el flujo de gas (pie ²)
B _o	Factor de volumen del aceite a P _f y T _f (bl/bl)
d _p	Diámetro de una gota de líquido esférica (pie)
d _i	Diámetro interior del separador (pies)
d _o	Diámetro exterior del separador (pg)
f	Coefficiente de fricción o de arrastre, adimensional.
F _c	Fuerza centrífuga actuando sobre una partícula de líquido (lbm $\frac{\text{pie}}{\text{seg}^2}$)
g	Aceleración de la gravedad (pie/seg ²)
g _c	Constante de proporcionalidad, igual a 32.17
h	Nivel del líquido en el separador (pie)
k	Constante de proporcionalidad.
L	Longitud del separador (pie)
m _p	Masa de una partícula de líquido (lbm)
N	Número de vueltas realizadas en el extractor de niebla <u>ti</u> po centrífugo por una partícula de líquido (adimensional)
N _{re}	Parámetro adimensional.
P _d	Presión de diseño del separador (lb/pg ²)
P _f	Presión de operación del separador ($\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ abs)
M _a	Peso molecular del aire, igual a 28.97 lb/mole-lb.
M _g	Peso molecular del gas, (lb/mole-lb)
q _f	Gasto de gas a través del separador a P _f y T _f (pie ³ /seg)
q _{sg}	Gasto de gas a través del separador a P _s y T _s (pie ³ /día)

q_{sL}	Gasto de líquido a través del separador a P_s y T_s (bl/día)
r	Radio de la circunferencia que describe una partícula de líquido en su movimiento (pie)
R	Constante universal de los gases.
S	Trayectoria radial de una partícula de líquido (pie)
S_p	Distancia de paro de una partícula de líquido (pie)
t	Tiempo (seg)
t_r	Tiempo de retención del líquido en el separador (min).
t_{rg}	Tiempo de retención del gas en un separador horizontal (min)
T_f	Temperatura de operación del separador ($^{\circ}R$)
v	velocidad del flujo de gas a través de un extractor de niebla, con la cual se obtiene su máxima eficiencia. (pie/seg)
v_g	velocidad del gas a través de un separador horizontal (pie/seg)
v_i	velocidad inicial de una partícula de líquido (pie/seg)
v_m	velocidad media de una partícula de líquido suspendida en el gas (pie/seg)
v_t	velocidad de asentamiento o terminal de una gota de líquido (pie/seg)
V_{Lh}	Volumen disponible para manejo de líquido en un separador horizontal (pie ³)
V_{Lv}	Volumen disponible para manejo de líquido en un separador vertical (pie ³)
V_p	Volumen de una gota de líquido (pie ³)
z_f	Factor de compresibilidad del gas a P_f y T_f , adimensional
g	Densidad del gas a P_f y T_f (lbm/pie ³)
L	Densidad de las gotas del líquido (API)
p	Densidad de las gotas del líquido (lbm/pie ³)
rg	Densidad relativa del gas, (aire = 1.0)
g	Viscosidad del gas ($\frac{lbm}{pie\text{-seg}}$)

REFERENCIAS

CAPITULO III

- 1) Nolasco M. Jesús; "Estudio de Separación de Gas", Proyecto D-3450, I.M.P., 1977.
- 2) Smith H. Vrenon; "New Charts Determine Separator Capacity" The Oil and Gas Journal. Enero 1959.
- 3) Frick C. Thomas, Smith H. Vernon. "Petroleum Production -- Hand book", vol. I. McGraw Hill Co. 1962.
- 4) Nolasco M. Jesús ; "Estudio de Separación de Gas", Proyecto D-3450, 2a. parte, I.M.P., 1977.
- 5) Nolasco M. Jesús; "Optimización de las Condiciones de Operación en un sistema de separación gas-aceite". I.M.P. 1980.
- 6) Gómez Cabrera J.A. Apuntes de Clase "Manejo de la Producción en la Superficie". Facultad de Ingeniería. UNAM. 1984.
- 7) Sánchez Martín y Velasco J.M. "Cálculos Prácticos de Ingeniería de Producción"; Villahermosa, Tab. 1977.
- 8) Moctezuma Berthier A. Eduardo y Almanza Méndez V. Manuel; - "Proceso de Estabilización de Aceite Crudo y Condensado"; - Facultad de Ingeniería UNAM Tesis Profesional. 1985

C A P I T U L O IV

ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS PRODUCIDOS

INTRODUCCION.

El almacenamiento continua siendo una actividad indispensable en el transporte de hidrocarburos. La selección del tipo y tamaño de tanque esta regida por la relación producción-consumo, las condiciones ambientales, la localización del tanque y el tipo de fluido a almacenar.

El almacenamiento se puede realizar en tres tipos de instalaciones: superficiales, subterráneas y en buques tanque.

La capacidad de dichas instalaciones varía desde unos -- cuantos metros cúbicos hasta miles de ellos.

Existe una gran variedad de Tanques y su clasificación es igualmente amplia, los hay para el almacenamiento de productos líquidos y gaseosos. Los materiales que se han empleado para su construcción, han sido: Madera, concreto, aluminio, plástico y acero inoxidable; siendo este último el de mayor demanda por su resistencia y durabilidad. Las formas también han sido variadas, aunque predomina la forma cilíndrica para el almacenamiento de grandes volúmenes.

Los tanques pueden fabricarse y transportarse a su lugar de colocación o bien armarse en el lugar mismo donde permanecerán. Una forma típica que se ha empleado para la clasificación de tanques es por las características de su techo, en base a esto hay de techo fijo y de techo flotante. Estos últimos han tenido gran aceptación debido a la ventaja adicional de controlar automáticamente el espacio disponible a los vapores.

El sistema de sellado de los tanques es de suma importancia pues evita la emisión de vapores a la atmósfera, lo cual -- presenta varias desventajas y riesgos tanto económicos como ambientales. Existen diversos sistemas de sello como es el caso de sello metálico el cual consiste de un anillo de zapatas de acero prensadas firmemente contra la envolvente, un delantal de tela flexible cierra el espacio entre las zapatas y el techo. -

También existen sellos magnetizados y otros de tipo flotante internos.

Los tanques de techo flotante de doble puente y los llamados de "pontones" reducen las emisiones de vapores a la superficie y ofrecen máxima flotabilidad.

Es de vital importancia durante el diseño de un tanque, las condiciones a las que este va a operar, esto incluye básicamente: presión y temperatura de trabajo. La presión de trabajo - esta en función de la presión de vapor del fluido que se almacenará además de otros factores.

Cuando se trata de almacenamiento en buques tanque, las precauciones durante el vaciado y llenado de dichos tanques deben extremarse ya que cualquier derrame ocasionará además de lo ya mencionado, una gran contaminación. En general toda maniobra cualquiera que sea, deberá realizarse con sumo cuidado cuando - se trate de buques tanque pues el control de derrames o cualquier mal manejo ocasiona grandes pérdidas económicas y fuertes riesgos de incendio.

Para el almacenamiento de gas natural se emplean:

- 1) Tanques superficiales de doble pared
- 2) Tanques superficiales de hormigón reforzado
- 3) Tanques subterráneos a baja temperatura
- 4) Tanques subterráneos de hormigón prensado

El más empleado es el primero ya que su diseño permite - que la presión de vapor se equilibre a sí misma.

Los tanques cuentan con accesorios diversos cada uno de los cuales cumple una función específica. Algunos de estos accesorios son los siguientes: líneas de llenado y vaciado, válvulas de presión y vacío, válvulas de relevo, válvulas de venteo, indicadores de nivel, registro de hombre (Manhole), escaleras, flotadores, soportes.

La seguridad de cualquier instalación es sumamente importante, este factor toma especial importancia cuando se manejan productos inflamables, dentro de los que caen los hidrocarburos. - Las estaciones de almacenamiento cuentan con medios para evitar derrames y escapes de vapores. Los dispositivos de control de vapores van colocados en el techo del tanque y su descarga es conducida por una tubería la cual puede ventearlos a la atmósfera o bien conducirlos a una unidad recuperadora de vapores. Existen - sistemas para detección de incendios y temperatura, algunos sistemas además, controlan el siniestro con el empleo de productos químicos. La colocación de los dispositivos de control deberá ser tal que su revisión y funcionamiento sea rápido y sencillo.

IV.3

Los tanques están provistos de sistemas de control de derrames, esto es un muro a su alrededor o bien un canal que conduzca el derrame a un sitio alejado y seguro, el cual deberá tener una capacidad igual a la del tanque más un porcentaje por seguridad.

Por último un programa adecuado de revisión y mantenimiento de la instalación evitará las acciones de emergencia y las pérdidas materiales y en ocasiones humanas.¹

IV.4

IV.1 Tipos de Tanques

1) Tanques de Techo Cónico (Fig. IV.1)

Posee dimensiones aproximadas de 250 pies de diámetro y 60 pies de altura. El techo está soportado por una estructura interna.- El tanque de techo cónico y el de techo de domo son variaciones del tipo cilíndrico.

En el tanque de techo de domo, el techo está formado -- por placas circulares que se auto soportan. El tipo paraguas son placas en forma de gajos. Raramente tienen mas de 60 pies de -- diámetro interno.

2) Tanques de Techo flotante.

Estos tanques tienen gran aceptación debido a que reducen las - pérdidas por vaciado y llenado, esto se logra ya sea eliminando o manteniendo constante el espacio destinado a vapores, arriba del nivel del líquido. La pared y techo son de acero y su construcción es semejante a los ya mencionados. El techo flota sobre el líquido. La forma más simple de este tipo de tanque se - presenta en la Fig. IV.2.

Los tanques de pontones anulares y el de techo de doble capa, son algunos variantes de este tipo de tanques. La Figura IV.3 muestra los rasgos más importantes de estos.

El sello es de suma importancia especialmente en estos tipos de tanques, ya que el hecho de que el techo sea móvil favorece a la fuga de vapores. El sello entre la pared y el techo móvil se logra por medio de zapatas que están presionadas contra la pared por medio de resortes o contrapesos, con una membrana flexible atada entre la zapata y la cubierta del techo.

Existen otros tanques de techo flotante pero son menos empleados. La Figura IV.4 muestra otro tanque de techo flotante. Las pérdidas de vapor se evitan mediante sellos líquidos. El techo es libre de moverse hacia arriba o hacia abajo dependiendo de la operación de que se trate o bien por efectos de variación de temperatura. El tanque de techo con domo de agua posee un - domo a presión en el cual una membrana es libre de moverse hacia arriba o hacia abajo proporcionando una mayor capacidad de - volumen.

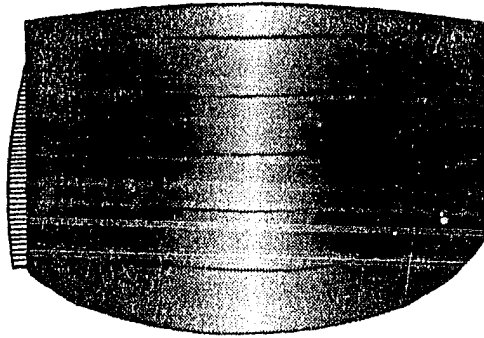


FIG. IV.1 TANQUE DE TECHO CONICO.

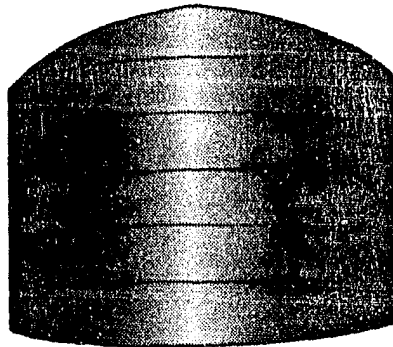
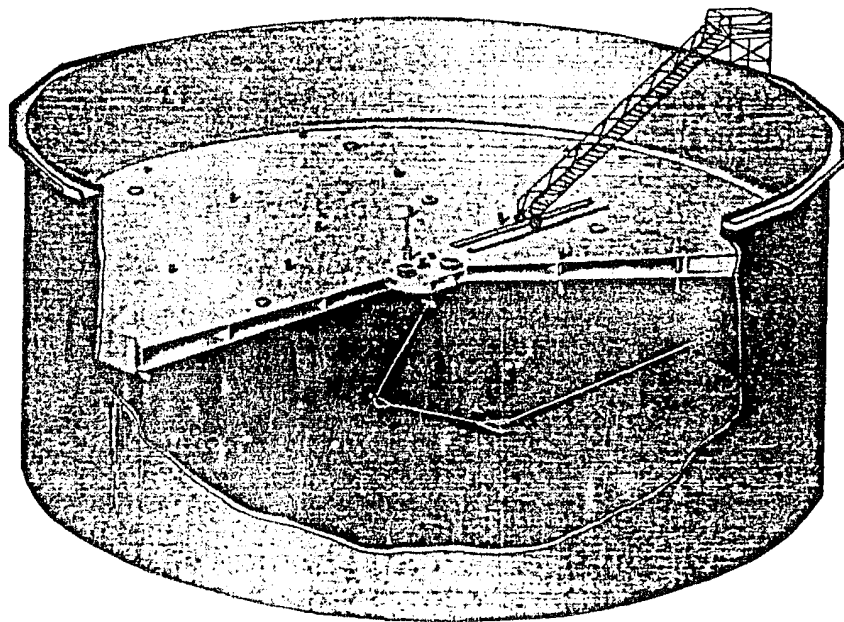
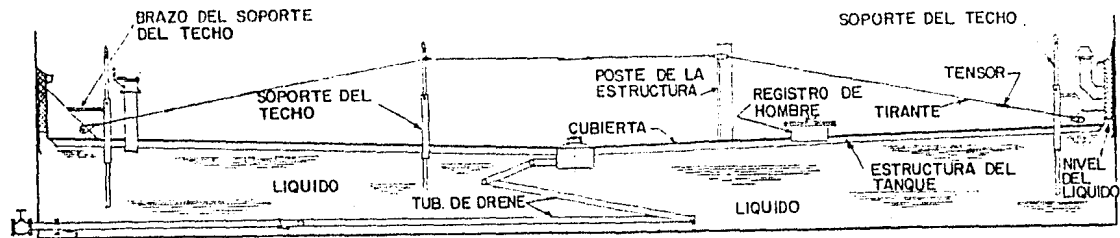


FIG. IV.2 TANQUE DE TECHO FLOTANTE.

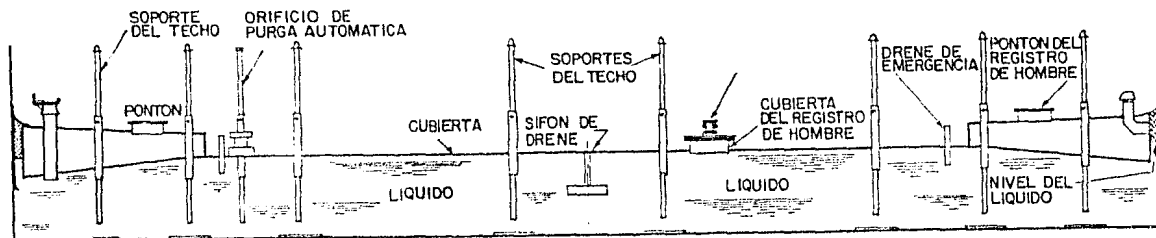


9.6
IV.6

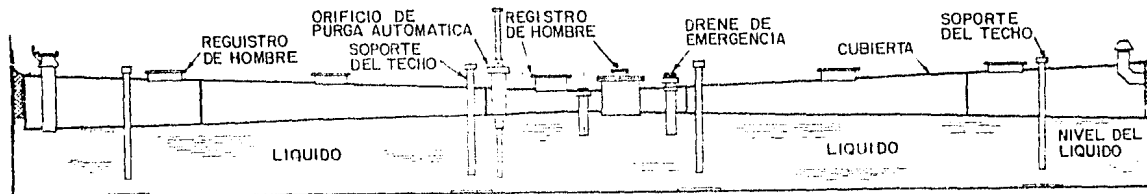
FIG. IV.3 TANQUE DE TECHO FLOTANTE DEL TIPO DE DOBLE CAPA.



TECHO FLOTANTE



PONTON DE UN TECHO FLOTANTE



DOBLE CUBIERTA DEL TECHO FLOTANTE

FIG. IV.4 CORTE TRANSVERSAL DE UN TANQUE SOFISTICADO DE TECHO FLOTANTE.

3) Tanques de almacenamiento a baja presión.

Se emplean para el almacenamiento de productos volátiles, cuya presión a la Temperatura de almacenaje varía de 0.5 a 15 --- lb/pg². Pueden almacenar, crudos ligeros, naftas ligeras, pentano, etc!

IV. 2 Tanques de Almacenamiento

LIQUIDOS.

Los tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos son los dispositivos que permiten guardar la producción hasta que haya un mercado para su venta o bien hasta que haya sitio para su refinación. Mientras el almacenamiento se lleva a cabo, el control del producto almacenado es de suma y vital importancia.

La construcción de tanques de almacenamiento deberá estar estrictamente apegada a normas establecidas por la A.P.I. El material del cual están construidos debe poseer características como: resistencia a la corrosión, al intemperismo, a la tensión, presión, etc. En la industria petrolera se han empleado tanques de diversos materiales, tales como: madera, plástico, concreto, aluminio y de acero inoxidable. Se han construido de diversas capacidades y su construcción está en función del volumen que van a almacenar, entre otros aspectos. Los tanques de mayor uso son los de acero inoxidable, la coraza de estos tanques se construye con lámina de acero que puede ser atornillada, remachada ó soldada. La construcción del techo es similar al de la coraza. Las láminas pueden unirse en tres formas: 1) a plomo, 2) con soldadura y tornillos, 3) con traslape telescopiado. La soldadura puede ser de dos tipos: vertical para resistir la presión hidrostática del tanque y horizontal para soportar compresión originada por el mismo peso del tanque. Básicamente existen tres tipos de techo: 1) con cubierta de agua, 2) flexible o de diafragma y 3) flotante. El empleo del primero persigue absorber el calor que por el ambiente el tanque adquiere y así mantenerlo a una temperatura menor que la ambiental, eliminando en cierta forma, las evaporaciones. El uso del segundo tipo de techo es debido a que este se contrae y expande, cuando los vapores se condensan o se generan respectivamente. Dentro del tercer tipo existen variaciones como:

- a) Tipo sartén
- b) Tipo doble capa circular
- c) Con cubierta de pontones
- d) Con pontones distribuidos

Durante el diseño de un tanque y todos sus accesorios, se deben considerar condiciones extremas de presión y vacío. Las paredes de los tanques deberán ser perfectamente herméticas de manera que se impida la formación de bolsas y la acumulación de líquido en su interior, deberá destinarse un volumen para líquido y otro para vapores, este último no deberá exceder el 20% del volumen total del tanque. Cuando se trata de tanques nuevos y en aquellos en que se han reparado el fondo y la coraza es recomendable que el tanque sea sometido a una inspección. Deberá considerarse un nivel de líquido máximo de llenado y un mínimo de va

ciado. Los aditamentos que se encuentran en el techo y pared del tanque deberán estar diseñados a una presión no menor de aquella a la que se diseñan las válvulas de alivio, esto es para presión y para vacío. Deberá existir una tolerancia en cuanto a la presión existente en el espacio destinado a vapores y la presión de alivio de las válvulas de manera que puedan contenerse dentro del tanque los vapores que por temperatura o agitación se desprenden del aceite. La presión máxima permisible para el espacio de vapores no deberá exceder a 15 lb/pg² man. Todos los elementos que se encuentran bajo el nivel líquido deberán diseñarse para operar a condiciones más severas que el resto del equipo, ya que estos están sujetos a la carga hidrostática del fluido y a las variaciones de presión por el efecto de llenado y vaciado.

La construcción y capacidad del tanque dependerá de la cantidad y tipo de fluido que se pretenda almacenar, de su volatilidad y su presión de vapor. Los tanques que a continuación se mencionan son para almacenar líquidos a presión máxima de 15 lb/pg².

Existen dentro del almacenamiento de hidrocarburos líquidos, dos grandes clasificaciones de tanques superficiales.

- A) Tanques de almacenamiento atmosféricos.
- B) Tanques de almacenamiento a baja presión.

IV.11

DISEÑO:

En el diseño de los tanques de almacenamiento para líquidos deberán tomarse en cuenta los siguientes factores:

- 1) Presión interna tanto de llenado como de vaciado
- 2) El peso del tanque y su contenido, de vacío a lleno, con y sin la presión máxima.
- 3) El sistema de soporte considerando las características y propiedades del material.
- 4) Cargas adicionales; plataformas, escaleras, conexiones de tubería y en ocasiones la carga por deposición de nieve en el techo.
- 5) Cargas de empuje ocasionadas por el viento.
- 6) Cargas ocasionadas por terremotos.
- 7) Aislamiento y forros.
- 8) Esfuerzos a la tensión y a la compresión.
- 9) Esfuerzos de corte.

Esfuerzos Máximos de Compresión:

Estos esfuerzos son producto de las cargas ya mencionadas y se presentan en las paredes interiores y exteriores del tanque.

a) Si en una pared cilíndrica está actuando una fuerza longitudinal compresiva sin que actúen ni fuerzas tensivas ni compresivas en dirección opuesta; el valor del esfuerzo a la compresión (S_{cs}), no deberá exceder el valor de S_{cs} de acuerdo a las relaciones siguientes.

$$\text{Para } \frac{r_e - r_i}{d} < .00667 ; \quad S_{cs} = 1\ 800\ 000 \frac{r_e - r_i}{d}$$

$$\text{Para } \frac{r_e - r_i}{d} \text{ entre } .00667 \text{ y } .0175; \quad S_{cs} = 10150 + 277400 \frac{r_e - r_i}{d}$$

Para $\frac{r_e - r_i}{d}$ mayores a .0175; $S_{cs} = 15000$

b) Si los esfuerzos principales son de igual magnitud; - el valor de S_{cc} no deberá exceder a S_{ca} , de acuerdo a las siguientes relaciones.

Para $\frac{r_e - r_i}{d} < .00667$; $S_{ca} = 1,000\ 000 \frac{r_e - r_i}{d}$

Para $\frac{r_e - r_i}{d}$ entre .00667 y .0175 ;
 $S_{ca} = 5650 + 154200 \frac{r_e - r_i}{d}$

Para $\frac{r_e - r_i}{d}$ mayor a .0175 ; $S_{ca} = 8340$

donde:

d , diámetro del tanque

r_e , radio exterior

r_i , radio interior

S_{cc} , valor del esfuerzo a la compresión y es función del grado de acero del material a utilizar (lb/pg^2)

S_{cs} , máximo esfuerzo permisible a la compresión longitudinal (lb/pg^2)

S_{ca} , máximo esfuerzo permisible a la compresión (lb/pg^2)

c) Si los esfuerzos principales son compresibles pero no iguales, tanto el valor mínimo y máximo esfuerzo, deberán cubrir los siguientes requerimientos:

$$\frac{\text{mayor esfuerzo} + 0.8 (\text{menor esfuerzo})}{S_{cs}} \leq 1.0$$

$$\frac{1.8 (\text{menor esfuerzo})}{S_{cs}} \leq 1.0$$

Esfuerzos máximos al corte;

El valor de máximo esfuerzo al corte en las paredes del tanque, toberas, etc., no deberá exceder al 80% del máximo esfuerzo aplicable permisible Sts. (Ver Tabla IV.1)

Esfuerzos máximos al viento y terremotos:

El valor máximo del esfuerzo de los empujes por viento y terremotos no deberá exceder al 133% del esfuerzo permisible para el diseño de cargas ni al 80% del esfuerzo mínimo del punto de cedencia?

Cálculo del espesor de placa para un tanque cilíndrico.

$$s = \frac{r h \rho \sigma}{\nabla k}$$

donde:

r, radio (m)

h, altura máxima del líquido en el tanque (m)

ρ , densidad del líquido (Kg/m³)

∇ , tensión máxima permisible (MN/m²)

k, factor de construcción (.72-.77)

σ , 9.81 m/sec²

s, espesor de la placa (m)

Ejemplo:

Cálculo del espesor de placa para las siguientes condiciones:

Altura máxima del líquido = 3 m

Diámetro del tanque = 5 m

Densidad del líquido = 1000 Kg/m³

tensión máxima permisible = 140 MN/m²

$$s = \frac{2.5 \times 3 \times 1000 \times 9.81}{140 \times 10^6} = 5.3 \times 10^{-4} \text{ m} = 0.53 \text{ mm}$$

TABLA IV.1 MAXIMOS ESFUERZOS PERMISIBLES A LA TENSION

ESPECIFICACIONES	GRADO	MINIMO ESPECIFICADO		MAXIMO --
		RESISTENCIA A LA TENSION (lb/pg ²)	PUNTO CEDENTE (lb/pg ²)	ESFUERZO A LA TENSION (lb/pg ²)
				Sts
<u>PLACA DE ACERO</u>				
ASTM A 131	A	58,000	32,000	15,200
ASTM A 131	B y C	58,000	32,000	16,000
ASTM A 131	CS	58,000	32,000	16,000
ASTM A 283	C	55,000	30,000	15,200
ASTM A 283	D	60,000	33,000	15,200
ASTM A 285	C	55,000	30,000	16,500
ASTM A 442	55	55,000	30,000	16,500
ASTM A 442	60	60,000	32,000	18,000
ASTM A 516	55	55,000	30,000	16,500
ASTM A 516	60	60,000	32,000	18,000
ASTM A 516	65	65,000	35,000	19,500
ASTM A 516	70	70,000	38,000	21,000
ASTM A 516	TIPO 3	80,000	60,000	24,000
ASTM A 537	CLASE 1	70,000	50,000	21,000
ASTM A 537	CLASE 2	80,000	60,000	24,000
ASTM A 573	65	65,000	35,000	18,000
ASTM A 573	70	70,000	38,000	19,300
ASTM A 662	B	65,000	40,000	19,500
CSA G 40.8	A y B	65,000	40,000	18,000
ISO R630 Fe 42	C y D	60,000	34,000	16,500
ISO R630 Fe 44	C y D	62,500	35,500	17,300
ISO R630 Fe 52	C y D	71,000	48,500	19,600
<u>TUBERIA</u>				
<u>TUBERIA SIN COSTURA</u>				
API std. 5L	B	60,000	35,000	18,000
ASTM A 53	B	60,000	35,000	18,000
ASTM A 106	B	60,000	35,000	18,000
ASTM A 106	C	70,000	40,000	21,000
ASTM A 333	O	55,000	30,000	16,500
ASTM A 333	3	65,000	35,000	19,500
<u>TUBERIA CON SOLDADURA DE COSTURA</u>				
ASTM A 134	A 283 GRADO C	55,000	30,000	12,100
ASTM A 134	A 285 GRADO C	55,000	30,000	13,200
ASTM A 139	B	60,000	35,000	14,400
<u>ACERO FORJADO</u>				
ASTM A 105	I	60,000	30,000	18,000
ASTM A 181	I	60,000	30,000	18,000

En tanques de gran capacidad el espesor de las placas no es homogéneo a lo largo de este, generalmente se tiene un mayor espesor en la parte inferior y un menor espesor en la superior.

Cálculo del volumen de metal.

El volumen de metal para construir un tanque de diámetro interior d_i y altura h se puede calcular con la siguiente ecuación:³

$$V_{me} = \pi S_1 h \sqrt{\frac{4V_t}{h}} + \frac{V_t (S_2 + S_3)}{h}$$

$$V_t = \frac{\pi d_i^3 h}{4}$$

donde:

- h , altura del tanque (m)
- S_1 , espesor de la parte inferior (m)
- S_2 , espesor de la parte media (m)
- S_3 , espesor de la parte superior (m)
- d_i , diámetro interno (m)
- V_t , volumen interno (m)
- V_{me} , volumen de metal (m)

FABRICACION Y ACCESORIOS

La mayoría de los tanques de almacenamiento cuentan con accesorios y equipo adicional con funciones específicas ya sean de control, de medición, de llenado o vaciado, de sello, etc. Este equipo adicional esta constituido por: indicadores de nivel, mecanismos de relevo de presión, mecanismos de venteo, mecanismos de gasificación, escaleras, tuberías, plataformas, poleas interiores, barandales, boquillas, registro de hombre y en ocasiones conexiones eléctricas.

Las conexiones de tubería deberán realizarse de manera que puedan modificarse o repararse causando el mínimo movimiento de otras conexiones. Deberán considerarse los movimientos de tubería ocasionados por la expansión de la coraza del tanque debido a los efectos de esfuerzos y temperatura.

La cimentación deberá ser la adecuada para soportar el peso del tanque y su contenido, de ser necesario deberá construirse una base especial (generalmente de cemento y arcilla) para que provea un soporte uniforme a todo el tanque.

El corte de las placas, esquinas y cabezas deberá realizarse por medios mecánicos. Las imperfecciones de los cortes deberán pulirse. Los dobleces o curvaturas a las que sean sometidas las placas para la construcción del techo, coraza y fondo, no deberán afectar las propiedades del material.

La sección circular horizontal de un tanque deberá ser tal que la diferencia entre el radio máximo y el mínimo de la curvatura de la placa empleada en la construcción, no exceda el 1% del diámetro promedio o 12 p.p. la máxima curvatura de una placa, medida radialmente, no deberá ser mayor al 0.5% del radio de la forma original y no deberá de mostrar arrugas.

GAS

El gas es un producto invariablemente asociado a la producción de hidrocarburos y derivados del petróleo. Su manejo y almacenamiento son de igual importancia que el de los hidrocarburos líquidos. Debido a que comparativamente el costo del gas con el del petróleo difiere sustancialmente, en muchas ocasiones la instalación de plantas y sistemas para el tratamiento de este producto no se lleva a cabo debido a la magnitud de la inversión que esto representa.

Las siguientes consideraciones son aplicables al almacenamiento de gas Licuado Propano en forma líquida. A temperaturas promedio de -5°C , esto se logra mediante sistemas de enfriamiento. Los tanques que generalmente se emplean para el almacenamiento de gas son por su forma: cilíndricos o esféricos, y su capacidad resulta pequeña comparada con los volúmenes de aceite crudo, que se puede almacenar.

La selección del material del cual será construida cada parte del tanque se lleva a cabo por especificaciones internacionales y son propias y exclusivas para cada elemento del mismo. Como en el caso de almacenamiento de líquidos, el principal material empleado es el acero.

Además de la coraza, techo y fondo del tanque este posee equipo adicional como: boquillas, registro de hombre, placas reforzadas, anillos, barandales, guías para construcción, etc. Cuenta, además con dispositivos de control de presión e incendios.

DISEÑO:

Debido a que en muchas ocasiones el valor obtenido en el cálculo de algún parámetro o dispositivo no existe en el mercado, se admite una tolerancia, entre el valor calculado y el disponible.

La tolerancia permisible entre el espesor calculado y el disponible es de ± 0.25 mm.

Para la construcción de estos tanques deberán considerarse el efecto de diversos aspectos, entre otros los siguientes: resistencia, seguridad, vientos, terremotos, incendios, etc.

Capacidad de almacenamiento de un tanque.

La capacidad de almacenamiento de un tanque puede calcularse - con la siguiente ecuación:

$$v = \frac{w}{\rho}$$

Donde:

w= Peso del gas (kg)

v= Capacidad volumétrica (litros)

ρ = Densidad del fluido a la mínima temperatura de almacenamiento, multiplicada por 0.9 (KG/l)

Carga por viento.

La carga que el viento ejerce sobre la superficie de un tanque de almacenamiento, puede calcularse con la presión por velocidad multiplicada por el coeficiente de fuerza de viento y por el área proyectada, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$W = P_v CA$$

Donde:

W = Carga por viento (kg)

P_v = Presión por velocidad (kg/m^2)

C = Coeficiente de fuerza por viento

A = Área proyectada (m^2)

El valor de la presión por velocidad se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_v = 120^4 h$$

Donde:

h = altura del nivel del suelo

El valor de C: para tanque cilíndrico C = 0.7

para tanque esférico C = 0.4

Carga por temblores

Para el cálculo de esta carga puede emplearse la siguiente fórmula:

$$E = k (G_1 + G_2 + P)$$

Donde:

E, carga por temblores (Toneladas)

G_1 , peso del tanque incluyendo los soportes (Toneladas)

G_2 , peso del contenido del tanque (Toneladas)

P, carga "viva" en caso de nieve (Toneladas)
si el valor de P es pequeño comparado con G_1 y G_2 este puede despreciarse.

k, coeficiente lateral sísmico

$$k = k_0 (\alpha) (\varphi)$$

Donde:

k_0 , valor estándar del coeficiente lateral sísmico

α , coeficiente de variación sísmica debido a las condiciones del suelo. El valor de este coeficiente es de acuerdo al tipo de suelo sobre el cual esta asentado el tanque.

$\alpha = 0.6$ rocas cuya dureza sea de alto valor (asiento - basáltico)

$\alpha = 0.8$ para asiento de suelos arenosos fuertemente -- comprimidos

$\alpha = 1.0$ cualquier otro suelo no incluido en los anteriores

φ , coeficiente de decremento sísmico. Esta condicionado por el lugar y varía de 0.8 a 1.0

Carga por nieve

La carga que sobre el tanque actúa por efecto de nieve, puede calcularse con la densidad de la nieve multiplicada por la máxima altura de nieve sobre el tanque.

FABRICACION Y ACCESORIOS

Antes de iniciar la construcción de un tanque, la cantidad y la calidad del material que se empleará deberán ser sometidos a revisión, verificando el número de placas, contenido de carbón e indicaciones del fabricante.

La identificación de las placas deberá incluir su composición química y sus propiedades mecánicas. El corte de las placas no deberá presentar ninguna irregularidad.

La tolerancia de redondez de tanques cilíndricos deberá estar dentro del uno por ciento del diámetro nominal de cualquier sección transversal, midiendo el máximo y el mínimo diámetro interior. La distorsión de la curvatura por efecto de soldadura deberá medirse.

Los tanques de almacenamiento deben ir acompañados del siguiente equipo, especificando sus rangos de operación:

- 1) Facilidades para control de fuego
- 2) Tubos de medición
- 3) Válvulas de cierre rápido en la entrada y descarga - del líquido.
- 4) Válvulas de presión y vacío
- 5) Indicadores de nivel
- 6) Indicadores de presión y termómetros
- 7) Conexiones a tierra
- 8) Válvulas muestreadoras

Todo tanque deberá presentar una placa de identificación que contenga los siguientes datos:

- 1) Presión de diseño (kg/cm^2)
- 2) Capacidad (m^3)
- 3) Materiales
- 4) Espesor de pared (mm)
- 5) Presión hidráulica de prueba (kg/cm^2)
- 6) Fecha de manufactura
- 7) Nombre o símbolo del fabricante; número de inventario

IV.3 Inspección y Mantenimiento

Razones de inspección y causas de deterioro.

Un tanque se inspecciona para:

- a) Determinar su estado físico
- b) Determinar el ritmo de corrosión
- c) Determinar las causas de su deterioro

Con un conocimiento apropiado de los parámetros arriba mencionados se reduce la posibilidad de un incendio, derrames y además se planean las reparaciones.

Corrosión.

La corrosión es la principal causa de deterioro de un tanque de acero. Básicamente la corrosión se presenta en las partes externas e internas del tanque.

1) CORROSION EXTERNA. La magnitud de la corrosión en las partes externas del tanque varía de despreciable hasta severa dependiendo de las condiciones atmosféricas del lugar. La corrosión puede asentarse si las partes no están protegidas con pintura. Son puntos de corrosión concentrada cualquier lugar o depresión donde el agua puede permanecer por algún tiempo.

La corrosión en la parte inferior del tanque se debe a los componentes del suelo. En ocasiones el material empleado en la construcción del suelo donde el tanque será colocado, posee compuestos corrosivos que se vuelven más, bajo la presencia de agua. Es por esto recomendable que la base del tanque sea construida con material poroso y de buen drenaje de manera que no favorezca la acumulación de líquido.

2) CORROSION INTERNA. Esta en función del material empleado en la construcción del tanque y de las características del fluido almacenado. Los revestimientos o forros del tanque deberán ser más poderosos que la corrosividad del fluido almacenado. La corrosión en el espacio destinado a los vapores es provocada por: oxígeno, sulfuro de hidrógeno, vapor de agua y combinaciones entre estos. En el área cubierta por líquidos la corrosión es originada por sales ácidas, sulfuro de hidrógeno, y otros componentes sulfúricos.

Identificación de fugas y deterioro mecánico

La identificación de fugas ayuda a evitar pérdidas económicas, ya sea por pérdida de fluido almacenado o bien por gastos de reparación. Pueden presentarse fallas instantáneas que derrumban el tanque. Una inspección y mantenimiento adecuados reduce la posibilidad de estas fallas. Las fugas se presentan en diversas partes del tanque principalmente en soldaduras y otras partes de unión. Las causas más comunmente asociadas a la fuga son:

- a) Soldadura deficiente
- b) No relevación de esfuerzos
- c) Reparación inadecuada de aberturas
- d) Tensión causada por temblores
- e) Vibraciones
- f) Mal diseño

Inspección

Los intervalos de inspección están condicionados por los siguientes factores:

- a) Naturaleza de los materiales empleados
- b) Resultado de las inspecciones visuales
- c) Capacidad del equipo
- d) Corrosión permanente y ritmo de corrosión
- e) Condiciones en inspecciones previas
- f) Localización de los tanques

Los intervalos son en periodos que varían de 1/2 a 3 años. La parte externa del tanque puede inspeccionarse con mayor frecuencia que la interna. De identificarse cualquier falla esta deberá ser reportada, corregida e investigada la causa de la misma.

Inspección exterior

Se inspeccionan las escaleras mediante observación y golpeo o raspado. De los soportes se revisa su base, las plataformas y andamios, se inspeccionan de igual manera a las escaleras. Se revisan los puntos de acumulación de agua. Todas las fallas que se identifiquen deberán anotarse. Se revisan los cimientos - en forma visual, especialmente alrededor del tanque, deberá tenerse cuidado e identificar el hundimiento o rotura más mínima. Los cimientos deberán estar cubiertos de material impermeabilizante de manera que no haya filtración. Se revisa el estado de los birlos.

El estado de todas las conexiones de tubería se revisan visualmente, por golpeo y raspado. Esta revisión es aún más importante después de temblores o huracanes.

Para la inspección también se emplean técnicas como las llamadas de: colorantes y partículas magnéticas, métodos resistivos de manera que la resistividad del tanque no deberá exceder de 25 ohms.

Las paredes del tanque se inspeccionan minuciosamente identificándose en ellas la presencia de corrosión, fugas o golpes. La inspección puede realizarse empleando métodos ultrasónicos (del tipo radiación).

El método de partículas magnéticas se emplea cuando la inspección se realiza con el tanque en servicio.

Los techos de los tanques se inspeccionan por medio de martillo, la posición del techo deberá ser la más alta y deberá inspeccionarse lo más rápido posible. Deberán examinarse los sellos y los mecanismos que los hacen actuar. También se inspeccionan los mecanismos de elevación del techo, cuidando que exista perfecto deslizamiento entre ellos. Los arresta flamas se desarmen y revisan de acuerdo al plan de inspección, revisando su capacidad de venteo y observando si hay alguna obstrucción, en caso afirmativo investigar la causa.

Inspección Interior

Antes de inspeccionar el fondo del tanque es necesario lavar y retirar todas las impurezas y depósitos que sobre él se encuentren. Como la inspección requiere que el tanque este fuera de servicio es necesario que esta se planee en forma adecuada, para que lleve el menor tiempo posible.

Son de gran ayuda las fotografías que del interior se tomen. La inspección se inicia por una observación general, empezando por los soportes y mecanismos de sustento, continuando con la pared y después el fondo. Generalmente el área más afectada es la zona gás-líquido. Cuando los materiales almacenados contienen sales ácidas estas se depositan en el fondo y si hay presencia de agua se forma un ácido débil pero corrosivo.

La inspección del fondo se realiza visualmente, raspando y golpeando. Para determinar el espesor se emplea el método ultrasónico. Es necesario hacer orificios y medir el espesor, el número y disposición de estos depende del tamaño del tanque.

Uno de los principales parámetros que se miden es el ángulo entre el suelo y la pared, esta medición se realiza con nivel y a lo largo del perímetro del tanque.

Para la detección de fugas en la pared del tanque se emplea una prueba de pintura, donde se supone hay una fuga se coloca una placa que tiene un suministro de pintura, por el lado exterior se coloca otra placa la cual va colocada a una bomba de vacío, esta última se acciona por un tiempo y a una presión determinada, de manera que si en la placa exterior se presenta alguna coloración implicará que si hay fuga.

Una variante de esta prueba es mediante soluciones jabonosas, de manera que se reprisiona el lugar donde se supone esta la fuga y si en el exterior del tanque se presentan burbujas la fuga esta presente.

Otro método para la identificación de fugas en el fondo del tanque consiste en cubrir el fondo del tanque con soluciones jabonosas y rodear la base exterior del tanque cubriéndola con alguna solución sello, después se suministra mediante una compresora, una presión al tanque, la cual no deberá exceder de tres pulgadas de agua, y se revisa si se presentan burbujas en el exterior.

El aspecto de los forros no deberá presentar raspaduras, orificios, bolsas, etc. Para su inspección basta un pequeño raspado o bien el empleo de métodos electrónicos, solo que en estos últimos el voltaje que se emplee no deberá dañar el forro.

Prueba de tanques

Cuando algún tanque a sufrido alguna reparación o reem-
plazo grande, como cambio de forro, de algunas láminas, sopor-
tes, etc. este deberá probarse como si se tratara de un tanque
nuevo.

La prueba consiste básicamente en llenar el tanque con
líquido, generalmente agua, represionar con aire y ver si se -
presenta alguna fuga. El tanque se baña con una solución jabo-
nosa que facilita la identificación de la fuga.⁴

IV. 4 Sistemas de Seguridad y Recuperación de Vapores

Las pérdidas por evaporación durante el almacenamiento de hidrocarburos líquidos no sólo traen consigo la reducción en el volumen almacenado, sino que además, presentan las siguientes desventajas:

- a) Pérdidas de los vapores que se ventean a la atmósfera
- b) Reduce el valor de los hidrocarburos líquidos, ya -- que son las fracciones ligeras, de mayor costo, las que se evaporan.
- c) Contaminación ambiental
- d) Riesgos de explosión
- e) Aumento de la corrosión en el área del tanque destinada a los vapores

Por otro lado el poseer medios y dispositivos que permitan el control de estos vapores, ofrece las siguientes ventajas:

- a) No disminuye el precio de los hidrocarburos
- b) Se evitan los riesgos de explosión
- c) Se obtienen las fracciones líquidas que pudieran ir en la corriente de vapores

Las causas básicas por las que se origina el desprendimiento de vapores son: cambios de temperatura y agitación.

Como muestra de la influencia que el color del tanque tiene sobre las pérdidas debido al cambio de temperatura, se -- presenta la siguiente Tabla IV.2

TABLA IV.2

Color	Pérdidas por evaporación (anual)	Densidad promedio durante un año
Negro	1.24 %	0.8403 *
Rojo	1.14 %	0.8397
Gris	1.03 %	0.8386
Aluminio	0.83 %	0.8381

* Los hidrocarburos almacenados poseían una densidad de 0.8370
agua = 1.0

Los medios para evitar y controlar las pérdidas por evaporación son los siguientes:

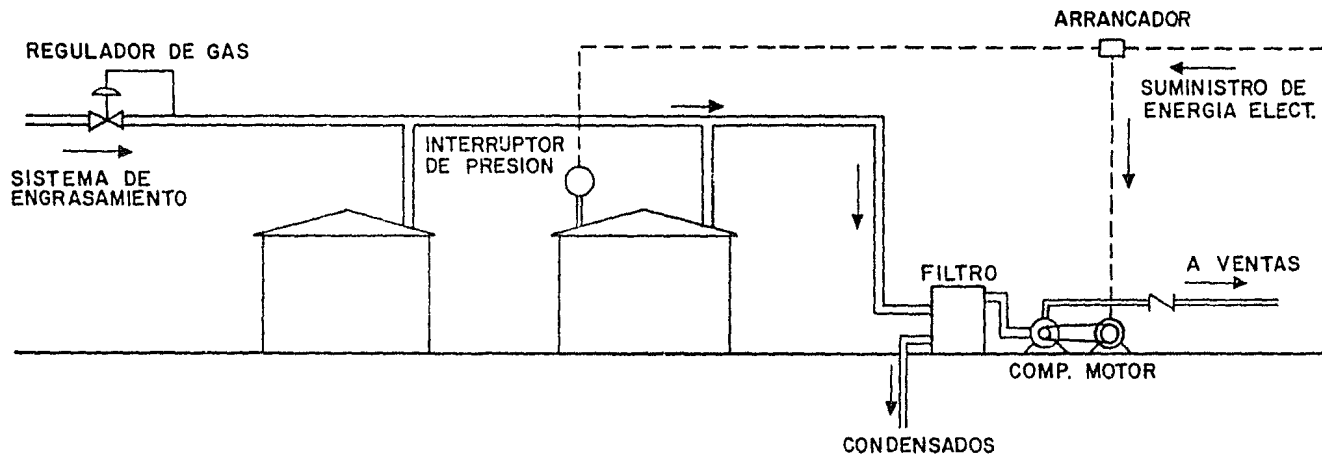
- a) Colocar al tanque en un lugar donde los cambios de temperatura no sean bruscos
- b) Seleccionar un tanque cuya presión de trabajo sea mayor a la máxima presión de vapor que se pueda presentar.
- c) Diseño especial del techo
- d) Empleo de instalaciones colectoras de vapores

Un diagrama de una instalación típica se presenta en la Fig. IV. 5. En términos generales, el funcionamiento de la instalación es como sigue:

Los vapores liberados de el tanque son succionados a través de un filtro por un compresor, el cual los descarga a la línea de aprovechamiento a través de una válvula de retención. Dependiendo de la existencia o ausencia de vapores un interruptor manda señales a un arrancador. Cuando el tanque se vacía mediante un reductor de presión, el tanque es llenado con gas proveniente de un suministro. Los líquidos extraídos de la corriente de vapor por parte del filtro, son drenados del sistema y pasan a tratamiento.

El empleo de sistemas cerrados, esto es aislados de la atmósfera, evita la formación de mezclas explosivas o corrosivas que resultan de la combinación de los vapores desprendidos y del oxígeno del aire.

El sistema posee además, válvulas de alivio y relevo y existe una línea adicional la cual manda el exceso de gas hacia los quemadores. Las válvulas están colocadas encima del tanque a través de arresta flamas, esta válvula permite el paso de grandes volúmenes en tiempos pequeños, además con un control adecuado, permite el flujo hacia adentro y hacia afuera. Los indicadores de nivel y de fluidos son otros instrumentos de medición que posee el sistema.⁵



IV.28

FIG. IV.5 INSTALACION TIPICA CONTROLADORA DE VAPORES.

IV.5 Medición

Otro aspecto importante dentro de este capítulo, es la medición.

Para llevar a cabo una buena medición, se necesitan conocer determinadas características, mismas que se exponen en la siguiente tabla.

1	2		3		
CAMPO	NUMERO		CAPACIDAD (bl)		
Batería	ECONOMICO	INVENTARIO	NOMINAL	UTIL.	BOMBEABLE
No.1		3-1-165046 ↙ ↘ Dcto. No. Bateria	500	479	378

4			5	6	7
ALTURAS (m)			FONDAJE (m ³)	PERIMETRO (m)	DIAMETRO INTERIOR (m)
BORDE	SUCCION	MEDICION			
4.910	0.33	5.00			

8	9	10
UNION	CONSTANTE (m ³ /cm)	OBSERVACIONES

La Fig. IV. 6 muestra un tanque de almacenamiento indicando las medidas que se necesitan conocer para llevar un buen control de la producción.

El factor de tanque o constante de tanque se determina de la siguiente manera.

$$\text{VOLUMEN} = \frac{\pi d_i^2}{4} \times h$$

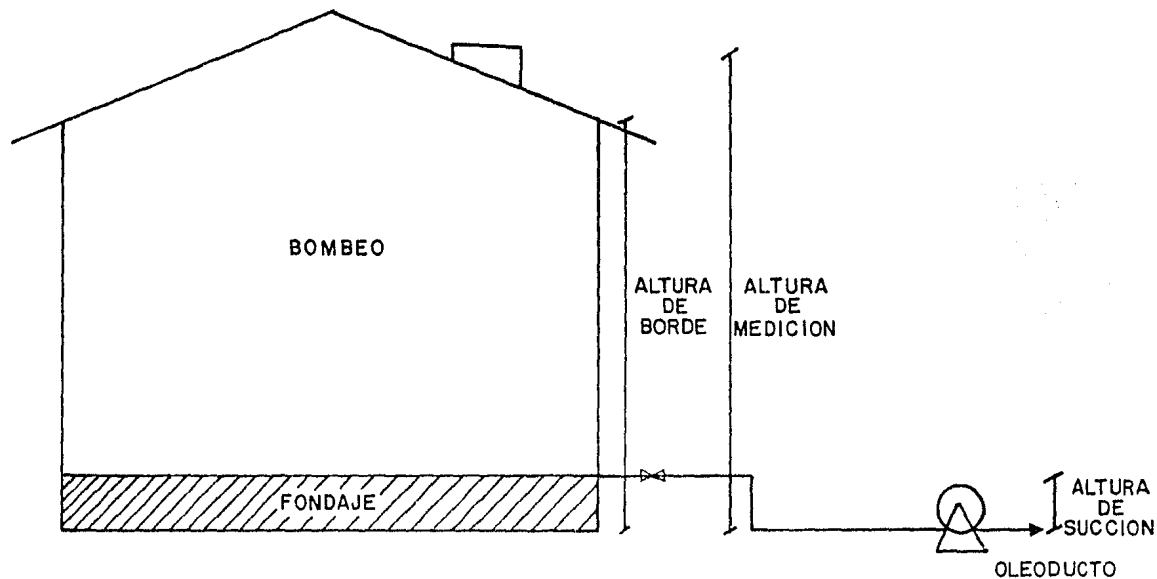


FIG. IV.6 MEDIDAS CARACTERISTICAS DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO.

IV.31

Donde:

h , 1m = 100 cm

d_i , diámetro interior del tanque (m)

$$\text{CONSTANTE} = \frac{\text{VOLUMEN}}{100}$$

$$\text{CONSTANTE} = \frac{\pi d_i^2}{100 \cdot 4} = 7.854 \times 10^{-3} (d_i^2) ; (m^3/cm)$$

A continuación se presenta un ejemplo de cálculo de medición.

DATOS: (18 DE AGOSTO)

HORARIO	TANQUE # 1 (1000 bl)	TANQUE # 2 (1500 bl)	TANQUE # 3 (5000 bl)
6:00	1.00	0.80	0.80
8:00	1.00	0.95	1.20
10:00	1.10	1.20	1.60
12:00	1.20	1.30	2.00
14:00	1.30	1.45	2.40
15:00			RECIBE Y DESCARGA
16:00	1.40	1.60	" "
17:00		CERRADO Y DESCARGA	" "
18:00	1.60	" "	" "
20:00	1.80	" "	" "
22:00	1.95	" "	" "
23:00	CERRADO Y DESCARGA	POZO C	" "
24:00	" "	0.80	1.60
02:00	" "	1.25	2.00
04:00	" "	1.60	2.40
06:00	1.00	1.85	2.80

IV.32

ALTURA (m)	TANQUE # 1 = 4.92	DIAMETRO INTERIOR (m)	TANQUE # 1 = 6.594
DE MEDICION	TANQUE # 2 = 7.75		TANQUE # 2 = 6.575
	TANQUE # 3 = 9.35		TANQUE # 3 = 10.649

CALCULAR:

- a) La producción, bombeo y existencia en bl/día para el día 19 de agosto.
- b) La producción de los pozos A,B,C, D en bl/día
- c) Si la Producción de la batería es mayor o menor con respecto al día anterior, diga 10 posibles causas.- Considerando que la producción del día 17 de agosto fue de 3 000 bl/día.

SOLUCION:

CONSTANTES DE LOS TANQUES

$$\begin{aligned} \text{TQ. 1, } C &= 7.854 \times 10^{-3} (6.594)^2 \\ C &= 0.3413245 \text{ m}^3/\text{cm} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{TQ. 2, } C &= 7.854 \times 10^{-3} (6.575)^2 \\ C &= 0.3393604 \text{ m}^3/\text{cm} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{TQ. 3, } C &= 7.854 \times 10^{-3} (10.649)^2 \\ C &= 0.8907994 \text{ m}^3/\text{cm} \end{aligned}$$

EXISTENCIAS DE AYER (18 AGOSTO)

$$\text{TQ. 1} = 34.132 \text{ m}^3 = 214.683 \text{ bl}$$

$$\text{TQ. 2} = 27.149 \text{ m}^3 = 170.762 \text{ bl}$$

$$\text{TQ. 3} = 71.216 \text{ m}^3 = \underline{447.934 \text{ bl}}$$

$$\text{E.A} = 833.38 \text{ bl}$$

EXISTENCIAS DE HOY

$$\text{TQ.1} = 1 \times 0.3413 \times 100 = 34.132 \text{ m}^3 = 214.683 \text{ bl}$$

$$\text{TQ.2} = 1.85 \times 0.33936 \times 100 = 62.782 \text{ m}^3 = 394.886 \text{ bl}$$

$$\text{TQ.3} = 2.80 \times 0.89019 \times 100 = 249.255 \text{ m}^3 = \underline{1567.763 \text{ bl}}$$

$$\text{E.H} = 2177.332 \text{ bl}$$

PRODUCCION DEL POZO A

$$\text{PROD} = (1.95 - 1) \times \text{cte 1} = 32.426 \text{ m}^3/14 \text{ hr}$$

$$\text{PROD} = 55.587 \text{ m}^3/\text{día} = 349.634 \text{ bl/día}$$

PRODUCCION DEL POZO B

$$\text{PROD} = (1.60 - 0.80) \times \text{cte 2} = 27.149 \text{ m}^3/10 \text{ hr}$$

$$\text{PROD} = 65.458 \text{ m}^3/\text{día} = 409.822 \text{ bl/día}$$

PRODUCCION DEL POZO C

$$\text{PROD} = (1.85 - 0.80) \times \text{cte 2} = 35.633 \text{ m}^3/6 \text{ hr}$$

$$\text{PROD} = 142.532 \text{ m}^3/\text{día} = 896.498 \text{ bl/día}$$

LA PRODUCCION D NO SE PUEDE CALCULAR

$$\text{TQ.1} = 0.000$$

$$\text{TQ.2} = (0.95 - 0.8) \times \text{cte 2} = 5.090 \text{ m}^3/2\text{hr}$$

$$\text{TQ.3} = (1.20 - 0.8) \times \text{cte 2} = \frac{35.608 \text{ m}^3/2 \text{ hr}}{40.698 \text{ m}^3/2\text{hr}}$$

PRODUCCION DE LA BATERIA 488.376 bl/2hr

PRODUCCION DE LA BATERIA 3071.7856 bl/día

PRODUCCION DE LA BATERIA PARA 6 hrs. de 8 a 14

$$\text{TQ.1} = (1.30 - 1) \times \text{cte 1} = 10.240 \text{ m}^3/6\text{hr}$$

$$\text{TQ.2} = (1.45 - 0.95) \times \text{cte 2} = 16.968 \text{ m}^3/6 \text{ hr}$$

$$\text{TQ.3} = (2.4 - 1.2) \times \text{cte 3} = 106.824 \text{ m}^3/6\text{hr}$$

$$\underline{134.032 \text{ m}^3/6 \text{ hr}}$$

PRODUCCION DE LA BATERIA = 843.034 bl/6 hr

PRODUCCION DE LA BATERIA = 3372.136 bl/día

PRODUCCION DE LA BATERIA PARA 6 hr . de 24 a 6

$$TQ.1 = 0.000$$

$$TQ.2 = (1.85 - 0.80) \times \text{cte } 2 = 35.633 \text{ m}^3/6\text{hr}$$

$$TQ.3 = (2.80 - 1.60) \times \text{cte } 3 = \frac{106.824 \text{ m}^3/6\text{hr}}{142.457 \text{ m}^3/6 \text{ hr}}$$

PRODUCCION DE LA BATERIA = 896.026 bl/6 hr

PRODUCCION DE LA BATERIA = 3584.104 bl/día

$$\bar{P}_{\text{BAT.}} = \frac{3071.786 + 3372.136 + 3584.104}{3}$$

PRODUCCION DE LA BATERIA = 3342.675 bl/día

Como la producción fue mayor las posibles causas pueden ser:

- 1) Estimulaciones a pozos
- 2) Terminación de reparación a pozos
- 3) Terminación de nuevos pozos
- 4) Disparos a nuevos intervalos
- 5) Cambio de estranguladores
- 6) Cambio de línea de descarga
- 7) Disminución de la presión de separación en la 1ª.Etapa
- 8) Cambio de T.P.
- 9) Limpieza de líneas de descarga
- 10) Cambio de toberas, área de cámara de mezclado, de pistón, si se tienen pozos produciendo artificialmente por bombeo hidráulico tipo pistón o jet.^o

REFERENCIAS

CAPITULO IV

- 1) "Guide for Inspection of Refinery Equipment, Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks"; Chapter XIII, Second Edition,- 1964, API
- 2) "Recomended Rules for Design and Construction of Large Welded low-pressure Storage Tanks"API Supplement N°3,1975.
- 3) Szilas, A.P., " Production and Transport of Oil and Gas". -- Elsevier Scientific Publishing Company. New York, 1975.
- 4) "Standard for LP-Gas Storage Tanks";Sanpo Incorporated, Japan 1968.
- 5) Reynal Guillermo, Jaskille R. Salomón; "La Recuperación de Vapores de Petróleo"; México, D.F., Abril 1967
- 6) Gómez Cabrera J.A. Apuntes de Clase; "Manejo de la Producción en la Superficie"; Facultad de Ingenieria, U.N.A.M.;1984

C A P I T U L O V

MEDICION DE FLUIDOS PRODUCIDOS

INTRODUCCION

La medición de gas y aceite, en la Industria Petrolera, tiene como objeto, el control de la producción. Se conoce como sistema de medición a un conjunto de elementos que indican, registran y/o totalizan el flujo que pasa a través de ellos y que se esta transfiriendo, ya sea de una entidad a otra o entre diferentes divisiones de la misma entidad.

En la industria del petróleo son empleados principalmente los medidores del tipo diferencial, aunque existen gran variedad de medidores basados en principios diferentes como son los de desplazamiento positivo, turbomedidores y los computadores de aceite y contenido de agua.

Para medir grandes cantidades de gas se emplea exclusivamente el medidor de placa de orificio (Medidor del tipo diferencial). Este aparato no mide volúmenes, sino que registra las presiones de flujo y a partir de estas presiones se efectúa el cálculo del gasto de flujo circulante. Esto es posible, utilizando las relaciones que existen entre las presiones y las velocidades y entre esta última y el gasto que es lo que se trata de conocer. Este tipo de medidores consisten de un elemento primario que registra la presión diferencial y de un elemento secundario que mide esa presión diferencial.

-Se han utilizado diferentes dispositivos para crear la presión diferencial, pero los elementos primarios más comunes -- son el de placa de orificio, medidor de boquilla de flujo y el Tubo de Venturi. Se utilizan también los Tubos de Pitot y otros dispositivos que emplean los efectos de impacto, succión u otros que se basan en la fuerza centrífuga o en la resistencia debida a la fricción.

Brevemente se describirán el dispositivo primario de la Boquilla de Flujo y del Tubo de Venturi, para tratar en forma de tallada el dispositivo restrictor de Placa de Orificio que es el tipo más empleado en los medidores de flujo en la Industria Petrolera, y que será tema de páginas subsecuentes.

El tubo de Venturi combina en una sola unidad una restricción -- corta entre dos secciones cónicas -- siendo su objeto acelerar el paso del fluido y reducir temporalmente la presión estática. Entre el tubo de Venturi y el manómetro diferencial se hacen las conexiones necesarias para medir la diferencia de presión entre la entrada y la restricción.

La boquilla de flujo consiste en un cilindro, con un extremo abocardado, formando una ceja para sujetarse entre dos bridas. Entre el extremo abocardado y el cilindro se forma una curva para guiar el flujo tangencialmente a la sección cilíndrica llamada garganta. El objeto de la entrada curva es guiar suavemente el fluido a la garganta de medición.

El medidor de desplazamiento positivo es esencialmente " de cantidad de flujo ", es decir toma una cantidad o porción - definida del flujo entre dos aletas conectadas al rotor y al girar este transmite el movimiento a un contador con la ayuda de - un sistema de engranes, después toma la siguiente porción y así sucesivamente. Sumando todas las porciones se obtiene la cantidad total que se llevó a través del medidor.

Por lo que respecta a los Turbomedidores, el fluido entra al dispositivo pasando alrededor del difusor de entrada, siguiendo su curso a través del rotor originando de esta forma la rotación del mismo, pasa después alrededor del difusor de salida y finalmente sale del turbomedidor. La ventaja de este equipo de medición es que cuenta con un compensador tanto de viscosidad como de temperatura con lo que se obtienen resultados más precisos.

El computador de aceite y contenido de agua está formado por un conjunto de dispositivos tanto eléctricos como mecánicos - que se combinan de tal manera que dan como resultado la obtención de valores volumétricos de líquidos (agua y aceite), que pasan -- a través de él.

V.1 Tipos de Registradores de Presión Diferencial.

Los registradores de flujo del tipo diferencial, por su construcción, se dividen en medidores con mercurio y medidores con fuelles, y aunque el principio de operación es el mismo, son diferentes en cuanto a construcción.

REGISTRADOR CON MERCURIO. Este tipo de registrador consiste de una cámara de alta presión y una de baja presión, ambas conectadas por un tubo en "U", el cual es llenado con mercurio, y un flotador, el que puede estar en la cámara de alta o baja presión, dependiendo del diseño básico seleccionado. Fig. V.1

El flotador se mueve hacia arriba o hacia abajo con el nivel de mercurio, y su movimiento es transmitido por medio de un brazo elevador a la flecha, la que a su vez, posiciona la pluma del instrumento sobre la gráfica. Fig.V.2

La caída de presión producida por el elemento primario - "placa de orificio", bajará el nivel de mercurio en una de las cámaras en relación con la cámara opuesta.

La pérdida de mercurio se previene por medio de válvulas de retención (check).

La construcción amplia de la cámara que contiene al flotador, permite que éste y la válvula check, se mantengan normalmente sobre el nivel del mercurio en posición abierta, debido al peso propio de las partes; el cierre de esta válvula, se lleva a cabo por la acción del mercurio en el flotador, cuando la presión diferencial actúa en sentido contrario. La otra cámara, generalmente llamada "tubo de rango", se coloca de tal manera que pueda cambiarse por otra con relativa facilidad, por tanto, es posible tener un registrador que cubra diferentes rangos. Entre los rangos más comunes pueden citarse los siguientes: 0-50, 0-100, 0-200, 0-300, y 0-400 pulgadas de agua.

La Foxboro Company y la Wescott American Meter, fabrican este tipo de registradores, que difieren en el orden de colocación de las cámaras. En el registrador Foxboro, la cámara de alta presión es la que contiene al flotador, en tanto que en el de la Wescott lo lleva en la de baja presión.

MEDIDOR CON FUELLE. La Barton Instrument Co., fabrica este tipo de registrador, en el cual los fuelles metálicos que son dos, se colocan en lados opuestos de una placa central y vienen llenos de un líquido no corrosivo, incompresible y de bajo punto de congelación.

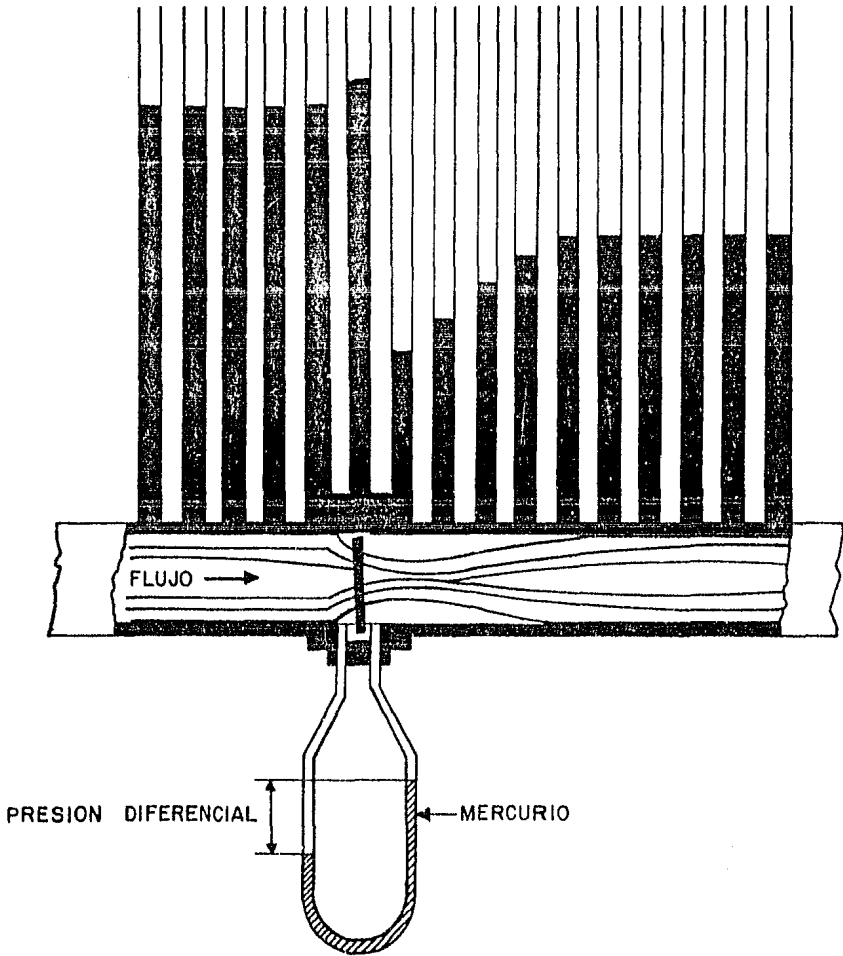


FIG. V.1 REGISTRADOR CON MERCURIO.

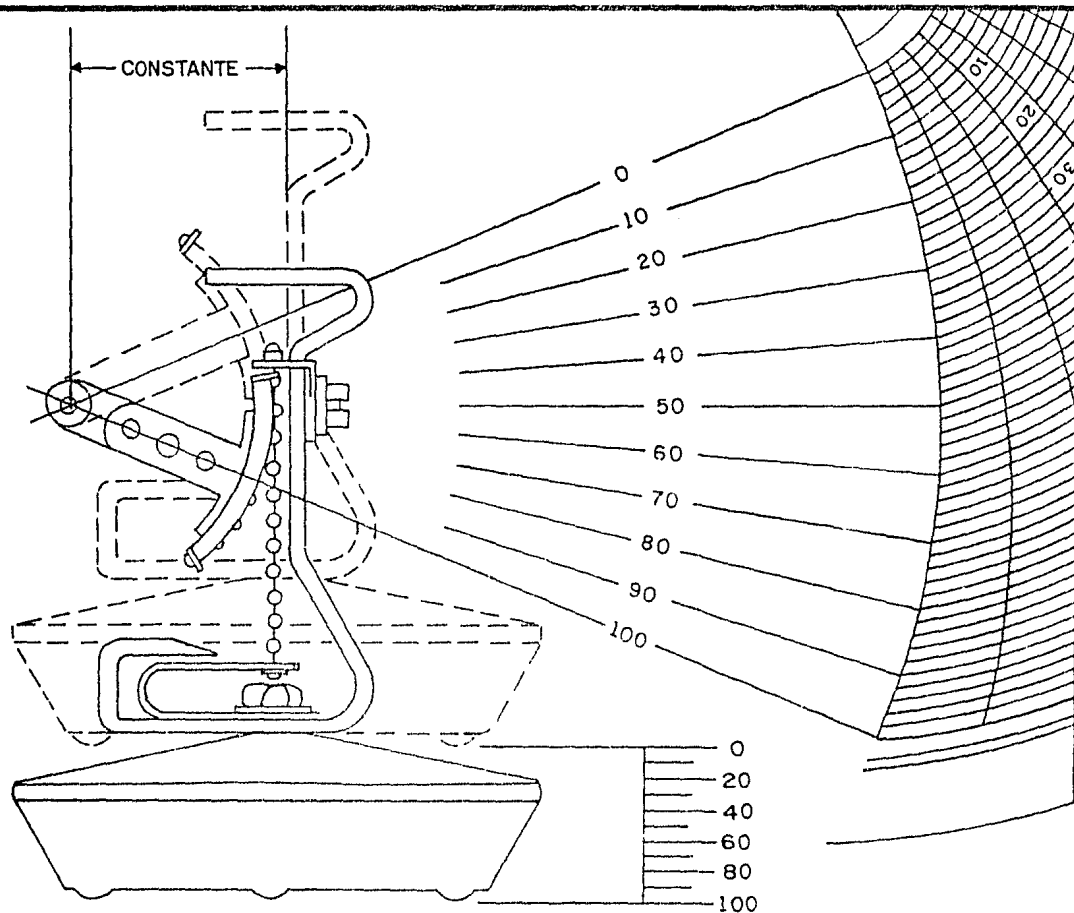


FIG. V.2

El rango de presión diferencial en estos aparatos, se termina por la fuerza que se requiere para mover los fuelles en su desplazamiento normal; para cambio de rango, se utiliza un ensamble de resortes que se coloca en el fuelle de baja presión.

El desplazamiento lineal de los fuelles, originado por los cambios de presión diferencial, se transmite a través de un brazo a la flecha de torsión, que a su vez posiciona la pluma sobre la gráfica.

La flecha esta conectada al brazo transmisor mediante un anillo y dentro de un tubo guía que a su vez está fijo rígidamente al cuerpo del Registrador.

V.2 Medidores Diferenciales

Se han empleado gran variedad de tipos de medidores, para la medición de petróleo crudo, los que se pueden clasificar - en dos grupos:

- a) Tipo Diferencial (Medidores de Orificio)
- b) Tipo de Desplazamiento

El medidor del tipo diferencial es una subdivisión de - la clasificación más general de los medidores de flujo, y se distinguen por la medición del gasto sin dividir el fluido en cantidades aisladas.

Los medidores diferenciales se identifican también por - la característica de su dispositivo principal, que consiste en - crear una diferencia de presión, o carga, dependiente esta, de la velocidad y de la densidad del fluido.

Estos medidores consisten de un elemento primario que registra la presión diferencial y de un elemento secundario que mide de esa presión diferencial.

El principio básico de los medidores de orificio, estriba en la medición de la diferencia de presión, entre los lados - opuestos de un dispositivo restrictor del flujo, introduciendo - éste en la parte interior de una tubería, y de esta medida, "Presión diferencial" como se le ha llamado y de las características conocidas de la restricción, el gasto de fluido que pasa a través de la tubería, podrá ser determinado. Este dispositivo de restricción se le conoce con el nombre de " elemento primario ". La presión diferencial se mide por medio de un manómetro diferencial - simple o un medidor de registro, el cual registra las lecturas - manométricas de un manómetro diferencial de mercurio. Este dispositivo es conocido como el "elemento secundario".

La "placa de orificio", es la más usada en la medición - de flujo de fluidos. Esta forma de crear una caída de presión - temporal, es la más económica y sencilla ya que con facilidad se instala en la línea sin tener que formar parte de la misma; siendo el grueso de la placa de espesor reducido, fácilmente se instala entre dos bridas y a pesar de su bajo costo comparado con - otros tipos de restricción, los resultados que se obtienen son - juzgados como muy satisfactorios para la medición industrial.

A continuación se dará una descripción de las partes de

que consta el "medidor de placa de orificio" y las especificaciones correspondientes a las que se ha llegado después de múltiples pruebas de laboratorio para obtener resultados aceptables en la medición:

PLACA DE ORIFICIO: La restricción del diámetro de la tubería, debe hacerse de acuerdo a ciertas limitaciones para que la presión diferencial resultante, este dentro del rango del registrador. - La placa de orificio o "elemento primario", es el dispositivo -- más usado para efectuarla por su sencillez, bajo costo de operación y facilidad para instalarse. Este elemento es una placa delgada de metal a la que se hace un orificio (abertura), generalmente redondo y concéntrico, con bisel en el borde del lado corriente abajo (baja presión).

Es sumamente importante que la placa de orificio, se pueda cambiar con facilidad ya que en la mayoría de los casos no se tiene un gasto constante y es necesario removerla sin interrumpir el flujo; para tal fin, se hace uso del porta-orificio (fitting). Fig. V.3

La brida es el porta-orificio más sencillo, económico y fácil de operar, sin embargo, tiene el inconveniente de que para efectuar el cambio de placa deberá suspenderse el flujo, por lo mismo, en casos en que el cambio de placa es frecuente, se recomienda el uso del fitting, que es un mecanismo que consta de un elevador, válvula macho, válvula de purga, etc. que facilitan grandemente el cambio y colocación de la placa. Fig.V.4

Indudablemente que la exactitud en la medición depende grandemente de la correcta instalación, operación y mantenimiento del registrador y demás dispositivos. Por tal motivo, se tratarán separadamente estas actividades.

ESPECIFICACIONES.

- a) De 4" de diámetro y menores, se usa placa de 1/16" de espesor.
- b) Para porta-orificios de 4" a 16", placa de 1/8" y para mayores de 16", placa de 1/4" de espesor.
- c) El diámetro del orificio de placa con respecto al de la tubería deberá instalarse de acuerdo con los límites especificados a continuación.

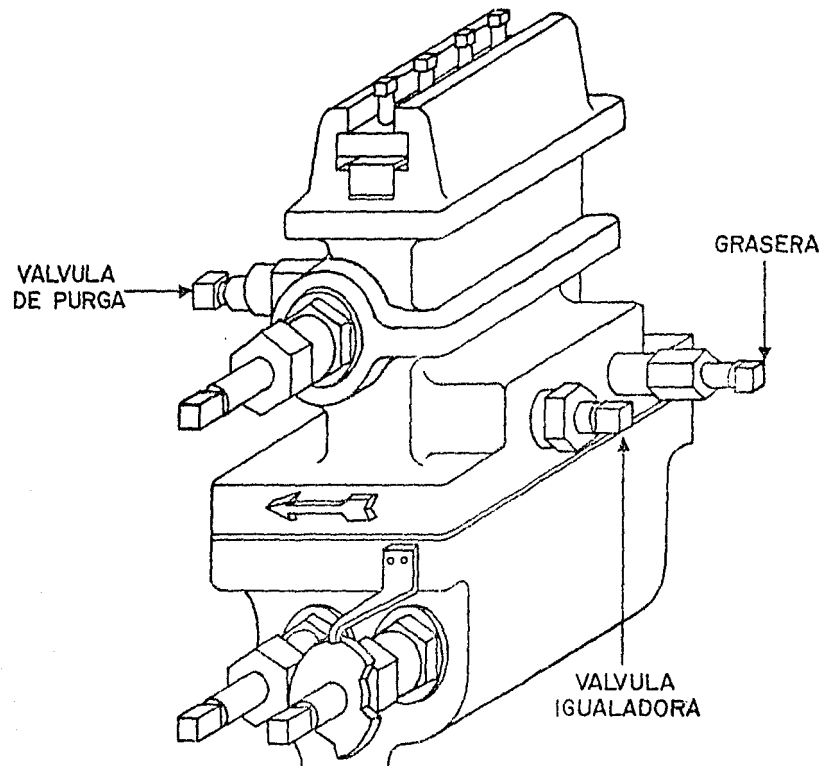


FIG. V.3 PORTA ORIFICIO (FITTING).

V. 10

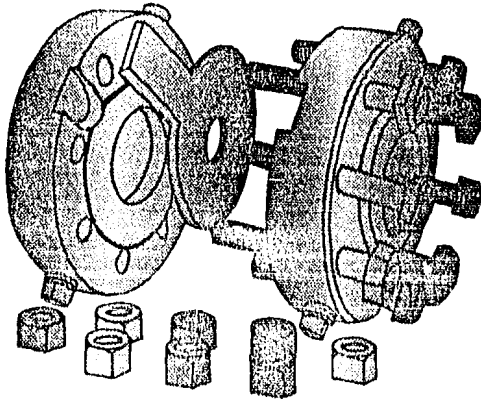


FIG. V.4 a) BRIDA DE ORIFICIO CON EMPAQUE.

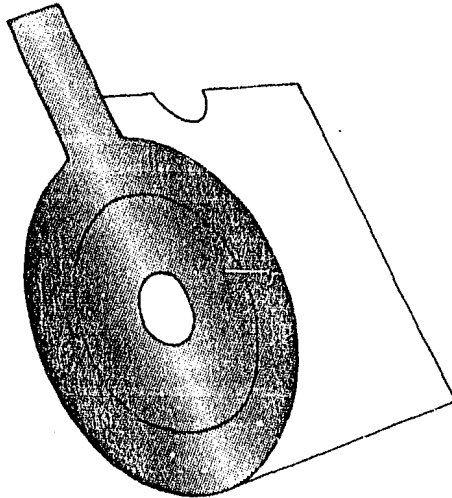


FIG. V.4 b) PLACA DE ORIFICIO.

DIAM. DE TUBERIA EN PULGADAS	GASES		LIQUIDOS	
	DIAM. DEL ORIFICIO EN PULGADAS.		DIAM. DEL ORIFICIO EN PULGADAS.	
	MINIMO	MAXIMO	MINIMO	MAXIMO
2	1/4	1-1/4	1/4	1-3/8
3	1/4	2	1/4	2
4	1/4	2-1/2	1/4	2-3/4
6	1/2	3-3/4	1/2	4
8	1	5	1	5-1/4
10	1-1/8	6-1/2	1	6-3/4
12	1-1/4	7-3/4	1-1/4	8
16	1-3/4	10-1/4	1-1/2	10-1/4
20	2	12-1/2	2	13
24	2-1/2	15-1/2	2-3/8	15-1/2
30	3	20	3	20

RECOMENDACIONES

Se obtienen mejores resultados en la medición de fluidos cuando la placa de orificio, se instala debidamente por lo que, al colocarla en el porta-orificio, deben tomarse las precauciones siguientes:

a) La placa debe ser instalada con la parte biselada del orificio, hacia el lado de baja presión.

b) La placa debe centrarse con las bridas para que el orificio quede concéntrico a la tubería. Los empaques usados a cada lado de la placa, deben cortarse de tal modo que no halla posibilidad de obstruir el orificio.

c) Cuando la placa se sujeta al porta-placa por medio de tornillos, la cabeza de estos deberá quedar del lado de alta presión.

d) Cuando se trate de fitting, después de colocar debidamente la placa en el porta-placa, éste se deposita de tal manera que la tapa o anillo de seguridad, queden del lado de alta presión.¹

PORTA-ORIFICIO.

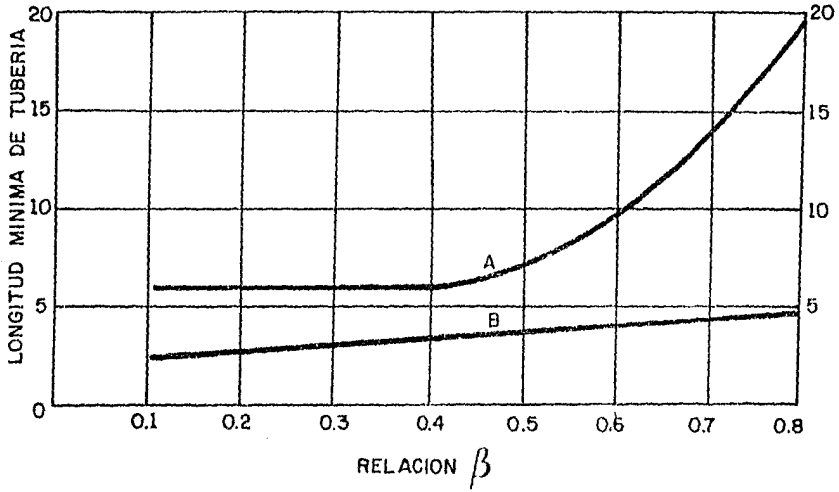
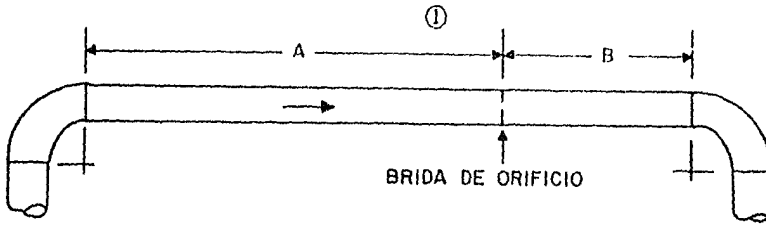
ESPECIFICACIONES.

Es de suma importancia evitar las turbulencias en el flujo ante el porta-orificio, lo que equivale a lograr que el flujo sea laminar.

Las válvulas de control, reducciones o ensanchamientos del diámetro, codos y desniveles antes del porta-orificio originan remolinos contracciones que al no ser eliminados, producen errores en la medición. Para evitar dichas turbulencias, es necesario el uso de la sección rectificadora en toda instalación antes del porta-orificio; sin embargo, se puede prescindir de ella cuando éste es precedido de un tramo largo de tubería recta, como esto no es posible, hay necesidad de determinar la longitud mínima de tubería recta indispensable para cada caso, de acuerdo con las especificaciones que se indican a continuación:

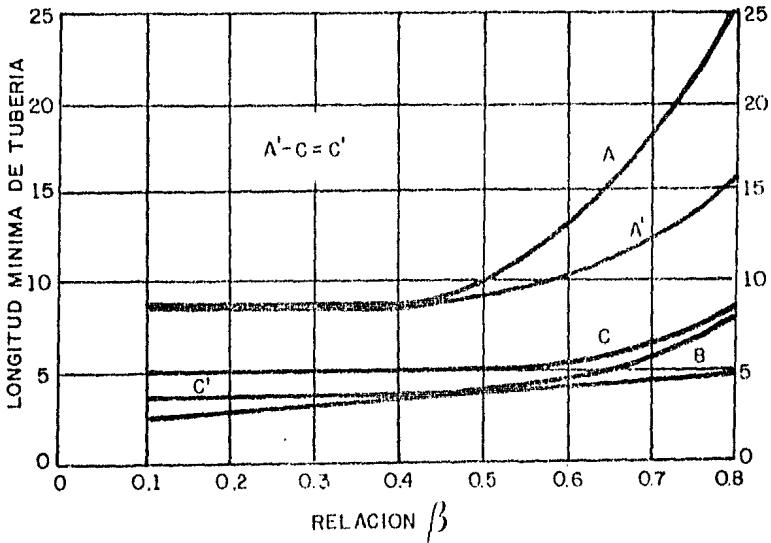
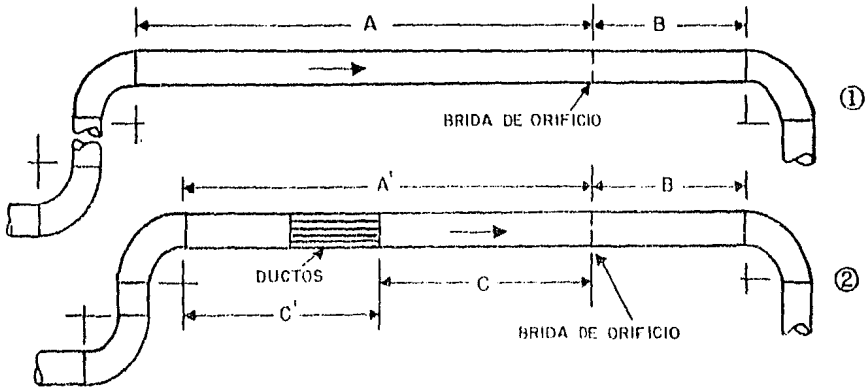
- a) Un codo antes, 20 diámetros. Ver Fig. V.5
- b) Dos codos antes, 25 diámetros. Ver Fig. V.6
- c) Dos codos en dos planos antes, 40 diámetros. Ver Fig. V.7
- d) Reducción o ensanchamiento antes, 15 diámetros. Ver Fig. V.8
- e) Cuando se tiene un regulador o válvula parcialmente abierta antes, 50 diámetros. Ver Fig. V.9
- f) Diferentes tipos de conexiones antes, 20 diámetros.
- g) Diferentes tipos de curvas antes, 26 diámetros.
- h) Diferentes tipos de válvulas antes, 50 diámetros.
- i) En todos los casos dejese 5 diámetros después del porta-orificio.

V.13



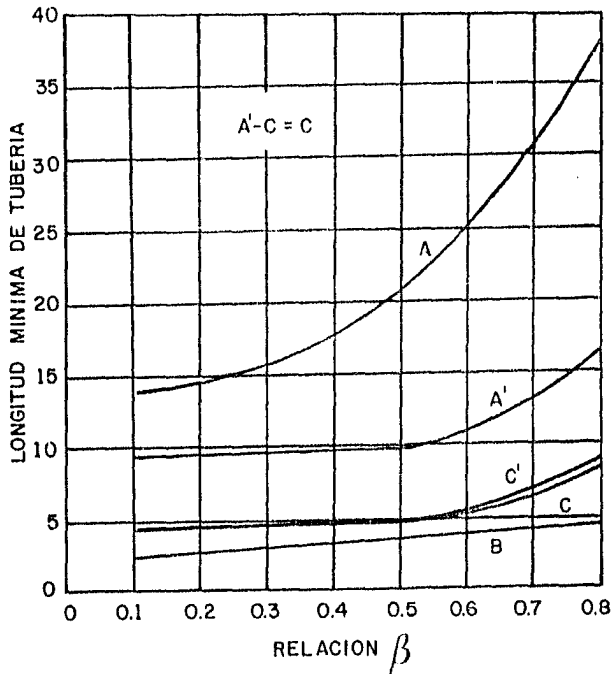
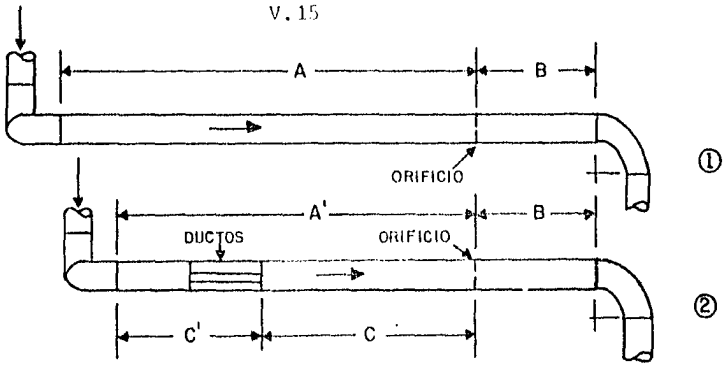
1.- UN CODO ANTES DEL ORIFICIO, EN UN MISMO PLANO.

FIG. V.5



- 1.- DOS CODOS ANTES DEL ORIFICIO EN UN MISMO PLANO.
- 2.- IGUAL AL ANTERIOR, PERO USANDO DUCTOS DIRECTORES.

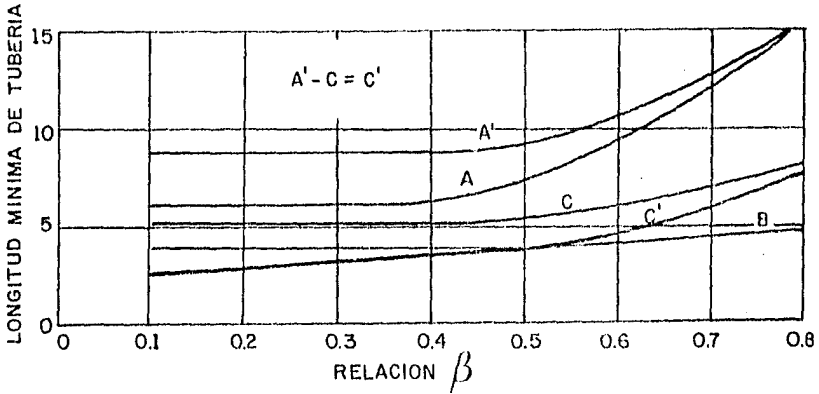
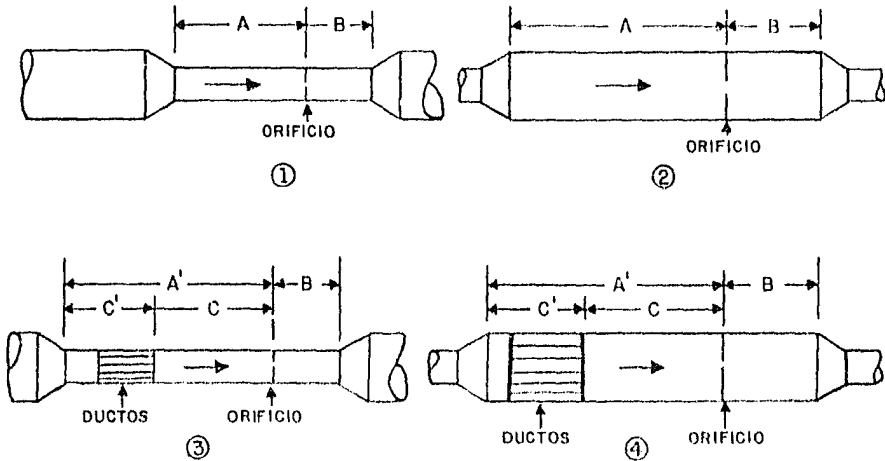
FIG. V.6



- 1.- DOS CODOS ANTES DEL ORIFICIO, EN DIFERENTES PLANOS.
- 2.- IGUAL AL ANTERIOR, PERO USANDO DUCTOS DIRECTORES.

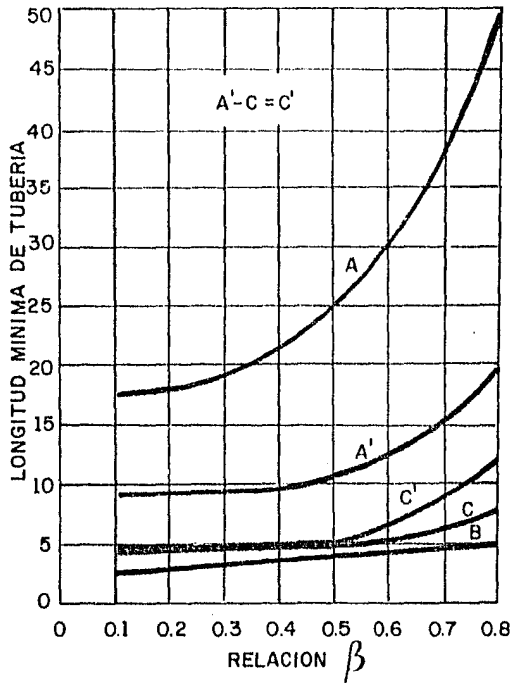
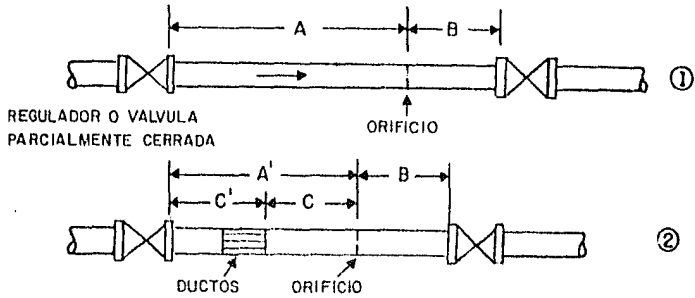
FIG. V.7

V. 16



- 1.- SUBITA CONTRACCION ANTES DEL ORIFICIO.
- 2.- SUBITO ENSANCHAMIENTO ANTES DEL ORIFICIO.
- 3.- IGUAL A 1, PERO CON DUCTOS DIRECTORES.
- 4.- IGUAL A 2, PERO CON DUCTOS DIRECTORES.

FIG. V. 8



- 1.- REGULADOR O VALVULA PARCIALMENTE CERRADA, ANTES DEL ORIFICIO.
- 2.- IGUAL AL ANTERIOR, PERO CON DUCTOS DIRECTORES.

FIG. V.9

j) La sección rectificadora deberá ajustarse a las especificaciones siguientes:

d menor a $1/4 d_i$

L mayor a $10d$

Donde:

d, diámetro del orificio
 d_i , Diámetro de la tubería
 L, Longitud

RECOMENDACIONES

Se recomienda que antes de instalar el porta-orificio en la tubería, se limpie de materias extrañas tales como tierra, incrustaciones, gotas de soldadura, etc., que los diámetros interiores coincidan exactamente, así mismo, verificar que el porta-placa este levantado, especialmente cuando viene provisto de placa ciega, para evitar daños y trastornos cuando se haga la prueba hidrostática.

En el caso del porta-orificio Daniels, se instala asegurándose que la dirección del flujo corresponde a la dirección de la flecha que se localiza en el cuerpo del mismo.

Cuando se trata de porta-orificio Robinson, Commercial o Brida, no necesariamente deberá fijarse un lado determinado para la dirección del flujo, más bien, se instalará de acuerdo con las exigencias del terreno de tal manera que, la operación y el mantenimiento, se puedan efectuar con relativa facilidad.²

REGISTRADOR

ESPECIFICACIONES

Las conexiones que transmiten la presión del elemento primario al registrador, se denominan "tomas de presión", pueden colocarse directamente, en el porta-orificio o en la tubería.

Las formas más comunes de instalar las tomas de presión cuando se usa placa de orificio, son: conexión en brida, conexión en vena contracta y conexión en tubería.

a) CONEXION EN BRIDA. En este tipo de derivación las tomas de alta y baja presión se conectan directamente al porta-orificio, cuyas perforaciones roscadas vienen hechas de fábrica a

una distancia de una pulgada a ambos lados de la placa de orificio. Fig. V.10 a).

b) CONEXION EN VENA CONTRACTA. Este tipo de derivación se efectua cuando se desea aprovechar la diferencial máxima ---- a través del orificio. Fig. V.10 b)

La distancia a la cual se origina la máxima contracción de la vena con respecto a la placa de orificio, depende de la relación de diámetros entre el orificio y la tubería.

La toma de baja presión se situa a una distancia igual a un diámetro de la tubería, en tanto que la toma de alta presión, deberá instalarse a una distancia igual a medio diámetro.

c) CONEXION EN TUBERIA. La toma de alta presión se instala a una distancia de 2-1/2 diámetros de la tubería, en tanto -- que la de baja presión a ocho diámetros, tomando como referencia el lado correspondiente de la placa de orificio. En este caso, -- se mide únicamente la pérdida de presión por fricción, por lo -- que la presión diferencial, es muy pequeña, lo cual hace posible la medición de un flujo relativamente grande con un registrador de bajo rango. Fig. V.10 c)

RECOMENDACIONES.

Tomando en consideración el tipo de fluido que se desea medir, deberán seguirse las recomendaciones anotadas a continuación:

a) Para la medición de gas, las tomas de presión deberán situarse en la parte superior del porta-orificio o de la tubería. Fig. V.11 a).

b) Para medición de líquidos, deberán situarse en un costado. Fig. V.11 b)

c) Para medición de vapores, las tomas se alternarán como sigue: en la parte superior del porta-orificio o tubería, cuando el registrador quede colocado sobre ésta, y en un costado, cuando el instrumento registrador se coloque abajo de la tubería. Fig. V.11 c)

d) SELLOS. En todos los casos anteriores se recomienda, el uso de sellantes para evitar el contacto directo de -- los fluidos en medición con los mecanismos del registrador. El tipo de sello por emplearse, será determinado --

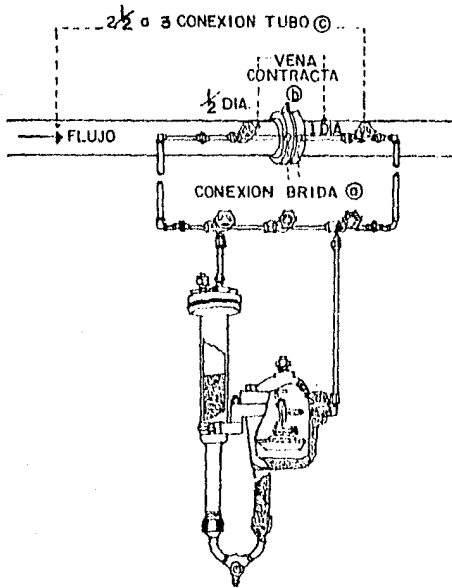


FIG. V.10 CONEXION EN BRIDA, VENA CONTRACTA Y TUBERIA.

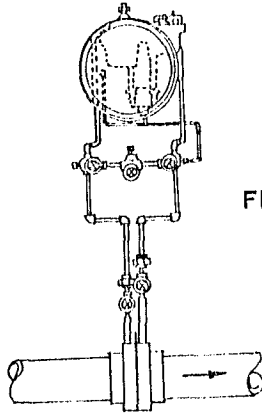


FIG. V.11. a) INSTALACION PARA GAS SECO.

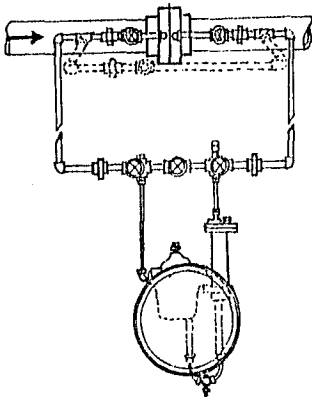


FIG. V.11. b) INSTALACION PARA LIQUIDOS.

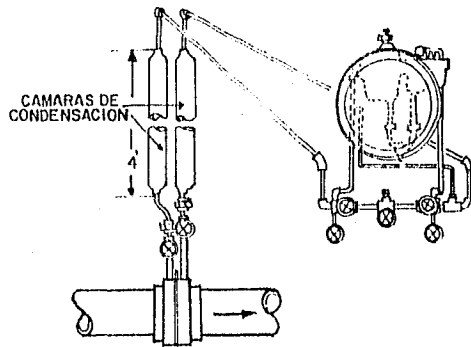


FIG. V. 11. c) INSTALACION PARA VAPOR O GAS SECO.

por la naturaleza del líquido en el recipiente y por las condiciones climáticas. Debe ser de fácil fluidez, pero nunca volátil en condiciones normales de operación, y no ser miscible con los fluidos que se miden.

Para sellar gases que contengan azufre o alguna otra sustancia corrosiva al hierro, acero inoxidable o mercurio, se usan líquidos para mantener el fluido corrosivo fuera de contacto con el aparato, pues tales gases dañarían los mecanismos y podrían combinarse con el mercurio.

Comúnmente se usa FTALATO DE DIBUTILO (AQUASED) para sellar gases; KEROSINA NEUTRA de buena calidad, puede también usarse siempre que no halla presente vapor de agua. Aceite de cera Aureola, se usa generalmente para sellar un gas que contenga condensados ácidos.

Cuando se miden aceites minerales, puede usarse agua -- aunque en los casos en que halla peligro de heladas, se emplea ordinariamente una mezcla de agua y glicerina, agua con glicoletileno (prestone), o cualquier otra solución con un punto de congelamiento muy bajo.

Las cámaras para los sellos deben ser de un diámetro no menor de 4" por 12" de largo, y estar equipados con conexiones de 1/2" o 3/4" en los extremos, y conectarse la una a la otra -- por medio de dos líneas auxiliares equipadas con válvulas de cierre hermético.

e) MULTIPLE DE VALVULAS. El registrador está diseñado para colocarse en tableros o sobre un tubo soporte, en ambos casos, deberá estar nivelado y asegurado firmemente para evitar la vibración.

Las derivaciones que transmiten la presión del elemento primario al registrador (tomas) deben ser tan cortas -- como sea posible, no exceder de más de 33m (100 pie); para distancias no mayores de 16m (50 pie), se recomienda el uso de tubería de 1/4", y para distancias mayores, tubería de 1/2". Cuando se mide vapor de agua o gas húmedo, la tubería que se utiliza es de 1/2" por lo menos, no importa la distancia entre el elemento primario y el medidor.

Para facilitar la operación y mantenimiento del aparato registrador, este deberá instalarse con un múltiple de válvulas (MANIFOLD), el cual consiste de dos válvulas de bloqueo para aislarlo de la fuente de presión, y una válvula de derivación (by-pass), que permite igualar la presión en las dos cámaras, con el fin de examinar periódicamente la posición a cero de las plumillas, y una o dos válvulas para purgar cuando sea necesario.

Es sumamente importante que todas las conexiones de tubería en el MANIFOLD se ajusten debidamente, ya que no se permite la menor fuga de presión entre el registrador y el elemento primario.

CALIBRACION.

REGISTRADOR CON FUELLES

UNIDAD DE PRESION DIFERENCIAL. (Fig.V.12) El registrador con fuelles, generalmente viene de fabrica listo para ser usado de inmediato. Sin embargo es recomendable verificar la calibración adecuada del mismo; igualmente se requiere de una calibración cuando se le cambia de rango, se instala un nuevo juego de fuelles, o -- la pluma diferencial no llega a cero.Fig. V.13

Para efectuar la calibración del registrador deberán seguirse las siguientes instrucciones:

- 1) Coloque el registrador en un sostén firme de 2" \varnothing más o menos a nivel.
- 2) Conecte la escala o manómetro de pulgadas de agua a la cámara de alta presión y remueva uno de los tapones de la cámara de baja presión para que quede expuesta a la presión atmosférica.
- 3) Quite la pizarra; y sobre el broche de presión (colocado en el reloj), inserte un tercio de la gráfica correspondiente a este tipo de medidor.
- 4) Arme la articulación o brazo de la pluma diferencial - (brazo transmisor, brazo de unión, brazo de la pluma).
- 5) Coloque la pluma en el cero de la gráfica.
- 6) Ajuste los tornillos micrométrico y multiplicador, en tal forma que queden a la mitad de su carrera.
- 7) Ajuste la longitud del brazo transmisor, usando el -- brazo de extensión, hasta obtener las relaciones angulares (90°). Apriete tornillos.
- 8) Coloque la pluma exactamente sobre el cero de la gráfica, haciendo uso del tornillo micrométrico.
- 9) Aplique una presión de 100" de agua en la cámara de -- alta presión equivalente a la lectura 10 de la gráfica -

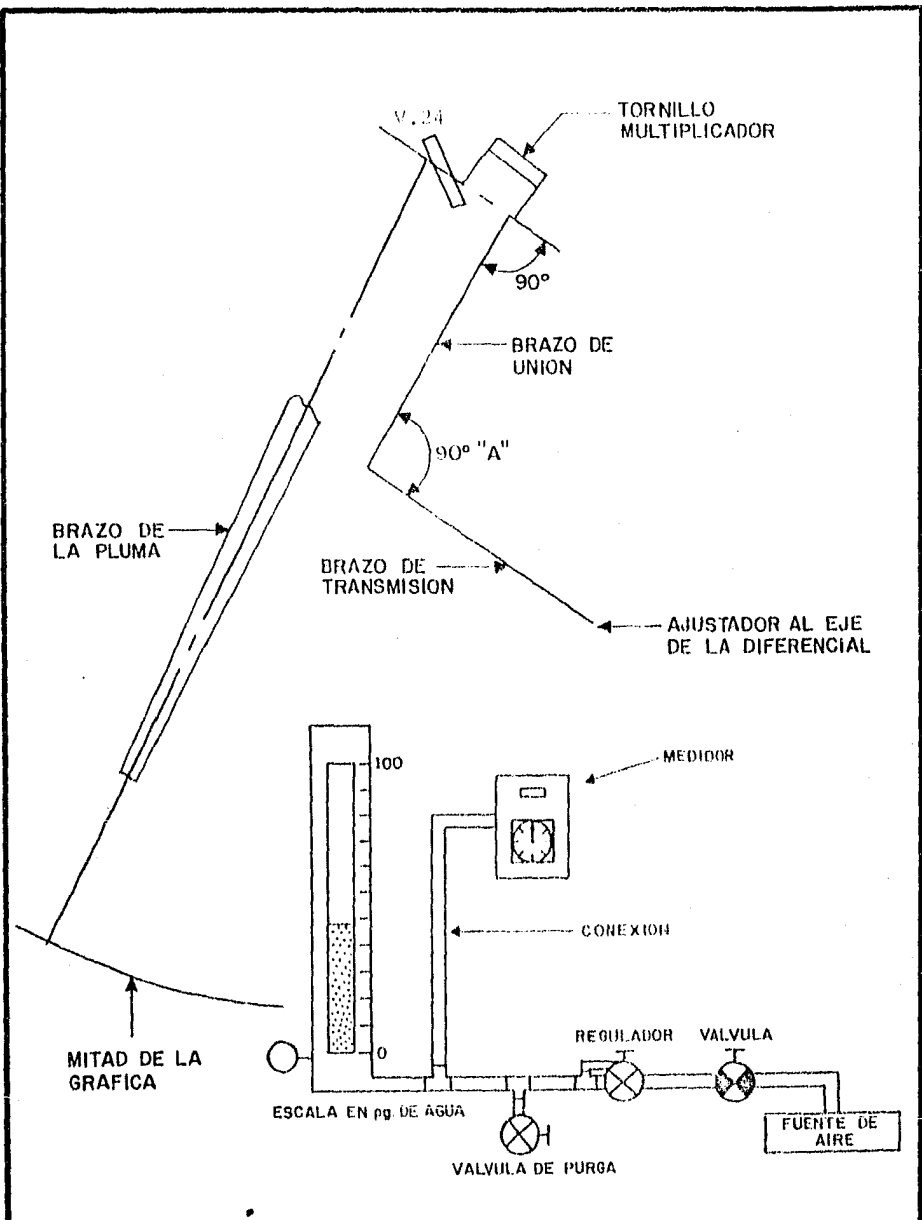


FIG. V.12 INSTRUCCIONES ADICIONALES PARA LA CALIBRACION DE LAS UNIDADES DE PRESION DIFERENCIAL.

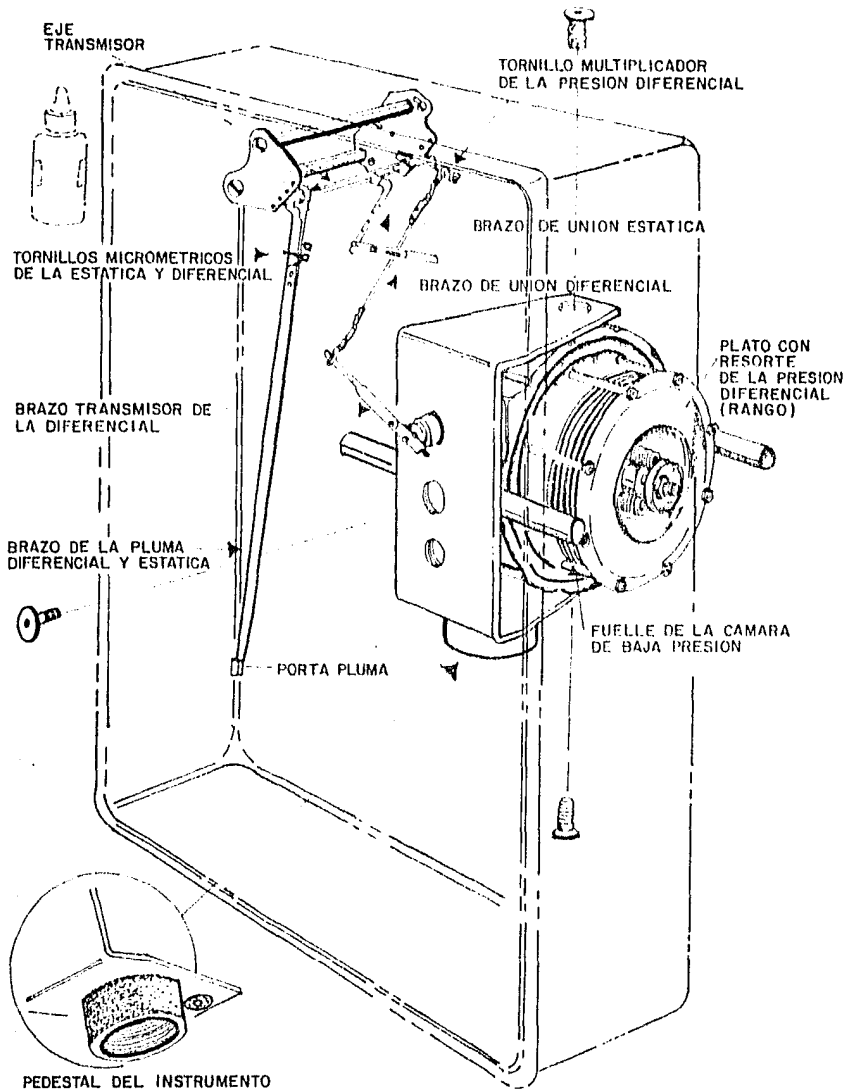


FIG.V.13 CORTE DE TRANSVERSAL DEL REGISTRADOR.

(rango 100"). Si la pluma se detiene antes o después de la lectura indicada, mueva el tornillo multiplicador de la diferencial, hasta que la pluma se desplace más o menos la mitad del error.

10) Deje escapar la presión y ajuste nuevamente a cero con el tornillo micrométrico. Repita los pasos 8 y 9 -- tantas veces como sea necesario, hasta lograr las lecturas indicadas.

11) Para asegurar la calibración del registrador, es necesario verificarla con diferentes lecturas intermedias de la gráfica, según se indica en la Tabla I*.

UNIDAD DE PRESION ESTATICA (Fig. V.14).

1) Conecte un manómetro, en el lado de la cámara de baja presión, de rango igual o mayor al del elemento de presión, indicado en el aparato registrador.

2) Arme la articulación o brazo de la pluma de presión estática (brazo transmisor, brazo de unión, brazo de la pluma).

3) Coloque la pluma en la lectura de la gráfica equivalente a la presión atmosférica, según el rango del elemento de presión. Ver Tabla II., apriete los tornillos.

4) Aplique una presión que no exceda a la del rango del aparato, y verifique si la lectura indicada por la pluma, corresponde a la presión del manómetro, de acuerdo con la Tabla III. Si la pluma se detiene antes o después de la lectura indicada, mueva el tornillo multiplicador de la pluma estática, hasta que esta se desplace más o menos la mitad del error.

5) Deje escapar la presión, ajuste nuevamente la plumi-lla a la presión atmosférica con el tornillo micrométrico. Repita los pasos 3 y 4 tantas veces como sea necesario, hasta lograr las lecturas indicadas.

CAMBIO DE RANGO. Para hacer este cambio quitese el instrumento de servicio, retirese la tapa de baja presión. Para desconectar el resorte de rango, remueva los tornillos que retienen el plato de resortes (rango) y la tuerca de retención, con una llave especial retire el plato con los resortes. El plato de rango que reemplazara al antiguo, se instalará siguiendo el orden inverso del proceso antes mencionado. Fig. V.15

* Tablas al final del capítulo.

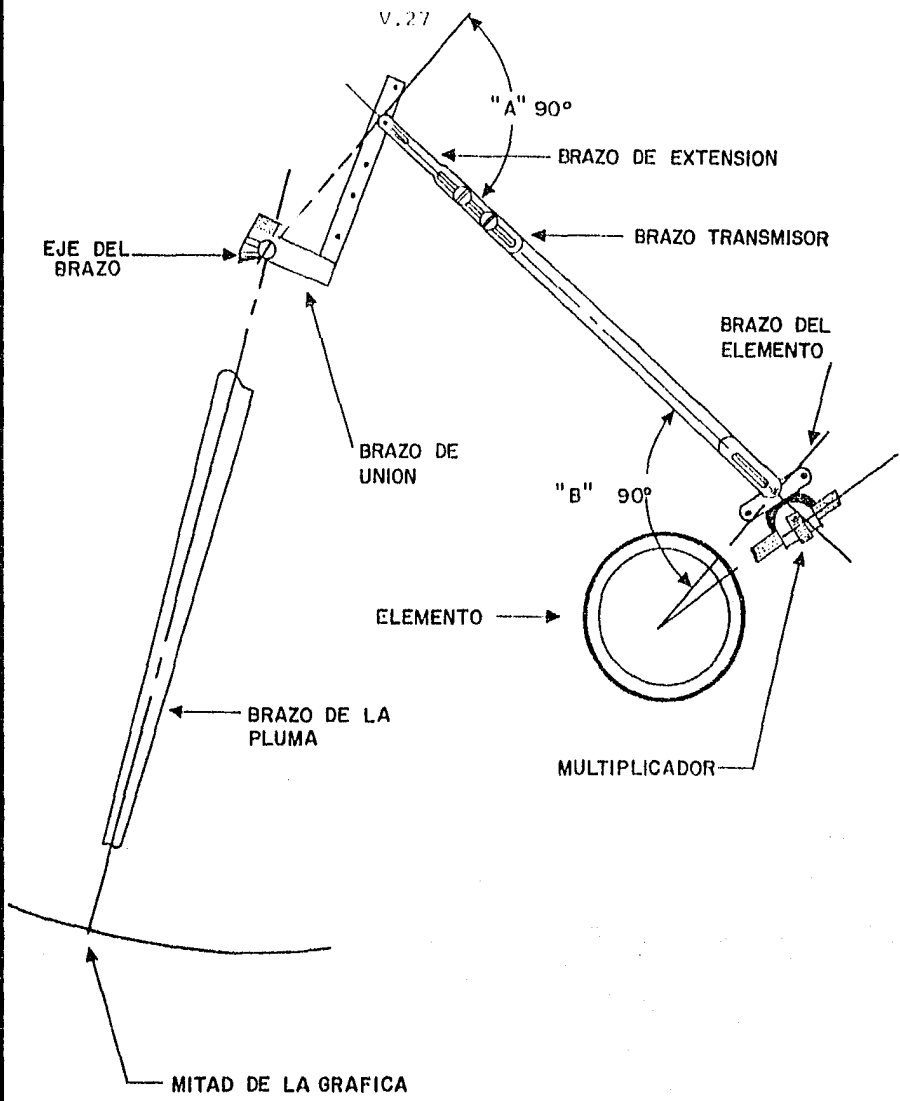


FIG. V.14 INSTRUCCIONES ADICIONALES PARA LA CALIBRACION DE LAS UNIDADES DE PRESION ESTATICA.

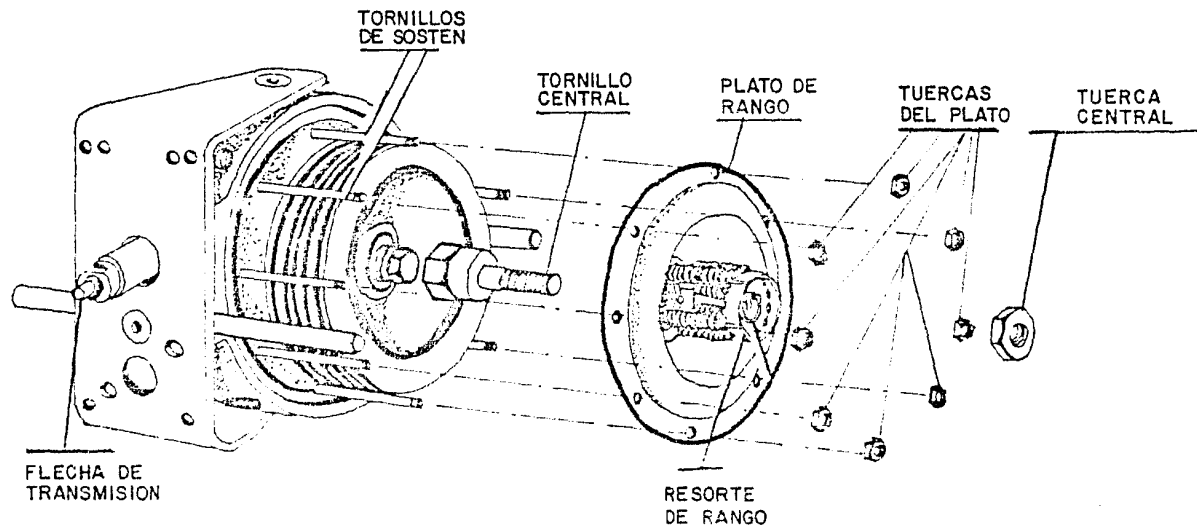


FIG. V.15

Los rangos para presión diferencial vienen desde: 0-20 a 0-400 pulgadas de agua, siendo los más comunes: 0-50, 0-100, -- 0-200, 0-300 y 0-400.

REGISTRADOR CON MERCURIO.

UNIDAD DE PRESION DIFERENCIAL. Después del llenado de las cámaras con mercurio, seguir los pasos descritos en la calibración del registrador con fuelles.

UNIDAD DE PRESION ESTATICA. Proceda en la forma descrita para la calibración del medidor con fuelles.

LIQUIDOS.

OBTENCION DE LA FORMULA GENERAL. Aplicando el teorema de Bernoulli a dos secciones de tuberfa que se encuentran a un mismo nivel, se tiene:

$$z_1 + \frac{v_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho_1} = z_2 + \frac{v_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\rho_2} \quad \dots 5.1$$

Por estar al mismo nivel las dos secciones: $z_1 = z_2$, y como los líquidos son incompresibles ρ_1 y ρ_2 son constantes, -- quedando por lo tanto:

$$\frac{v_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho} = \frac{v_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\rho}$$

o bien:

$$\frac{P_1 - P_2}{\rho} = \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g} = 0$$

de donde:

$$P_1 - P_2 = \frac{\rho}{2g} (v_2^2 - v_1^2) \quad \dots 5.2$$

Al haber flujo a través del orificio, la diferencia de presiones origina una diferencia de nivel del mercurio en el tubo en "U", luego:

$$P_1 - P_2 = h_m \rho_m$$

en la que:

h_m = columna de mercurio

ρ_m = Densidad del mercurio

sustituyendo en la ecuación (2) queda:

$$\rho_m h_m = \frac{\rho}{2g} (v_2^2 - v_1^2) \quad \dots 5.3$$

Para obtener una columna de agua, equivalente a una columna de mercurio

$$\rho_m h_m = \rho_w h_w$$

siendo:

$$\rho_w = 1 \text{ gr/cm}^3 \text{ a } 4^\circ\text{C (densidad del agua)}$$

$$g = 978.73 \text{ cm/seg}^2 \text{ (aceleración de la gravedad)}$$

Sustituyendo valores en la ec.5.6 queda:

$$q = \frac{3.1416 d^2}{4} \left(\frac{2 \times 978.73 h_w}{\rho (1 - \beta^4)} \right)^{1/2} = 34.7485 d^2 \left(\frac{h_w}{\rho(1-\beta^4)} \right)^{1/2}$$

En esta ecuación, se supone que no hay pérdida de energía y que el área de la vena contracta es igual a la del orificio, como esto no es cierto, se introduce un coeficiente de descarga " K^w ", el cual se determina experimentalmente, quedando por lo tanto:

$$q = 34.7485 K d^2 \left(\frac{h_w}{\rho (1-\beta^4)} \right) \dots\dots 5.7$$

cuyos términos quedan expresados en:

q = Gasto en cm^3/seg

β = Relación de diámetros (d/d_i)

d = Diámetro del orificio de la placa en cm.

d_i = Diámetro interior de la tubería en cm.

K = Coeficiente de descarga (Fig. V.16)

h_w = Altura de la columna de agua en cm.

ρ = densidad del liquido en medición (gr/cm^3)

Considerando el caso particular de una placa cuyo diámetro de orificio es "d", y del tubo "d_i", el volumen "q" que pasa por ambas secciones es el mismo.

Sabemos que:

$$q = \Lambda v \quad \dots\dots 5.4$$

además:

$$\Lambda = \frac{\pi d^2}{4}$$

Por lo tanto, para dos áreas:

$$\frac{\pi d_i^2}{4} v_1 = \frac{\pi d^2}{4} v_2$$

multiplicando ambos términos por $4/\pi$ se tiene:

$$v_1 d_i^2 = v_2 d^2 \quad v_1 = v_2 \left(\frac{d}{d_i}\right)^2$$

considerando que: $\frac{d}{d_i} = \beta$

queda:

$$v_1 \div v_2 = \beta^2$$

elevando al cuadrado los dos términos y despejando v_1

$$v_1^2 = v_2^2 \beta^4$$

sustituyendo este valor en la ecuación (3)

$$\rho_m h_m = \frac{\rho}{2g} (v_2^2 - v_2^2 \beta^4) \quad \dots\dots 5.5$$

despejando v_2

$$v_2 = \left(\frac{2g \rho_m h_m}{\rho (1 - \beta^4)} \right)^{1/2} \quad \dots\dots 5.5'$$

Sustituyendo Λ y v en (4)

$$q = \frac{\pi d^2}{4} \left(\frac{2g \rho_m h_m}{\rho (1 - \beta^4)} \right)^{1/2} \quad \dots\dots 5.6$$

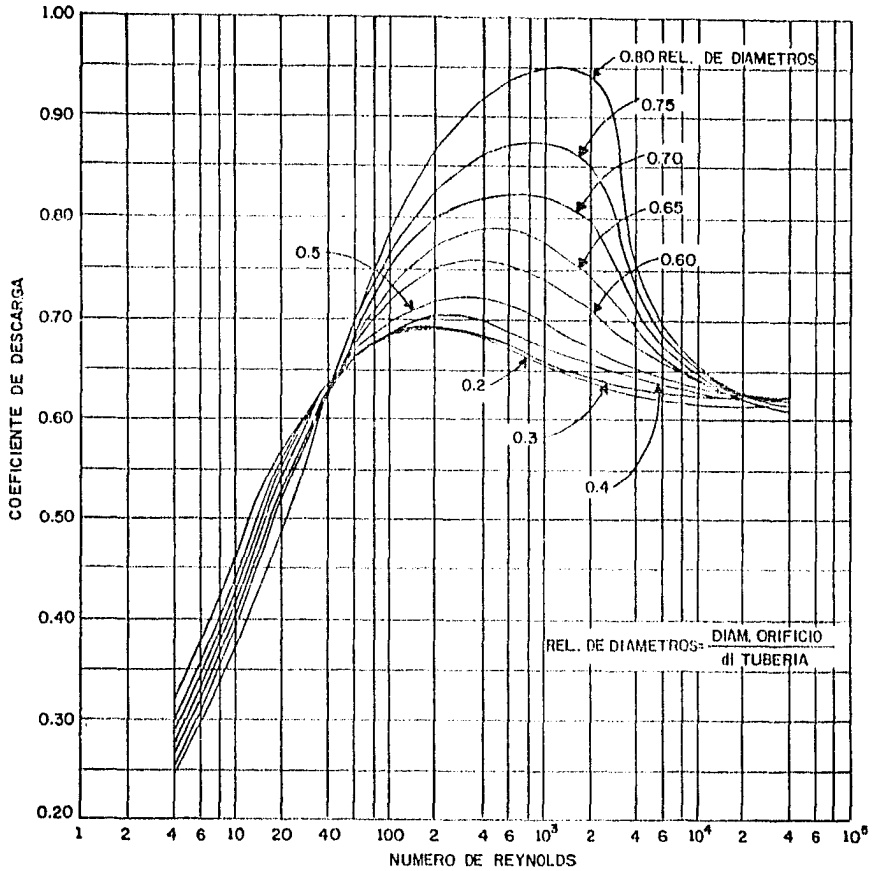


FIG. V.16 COEFICIENTE DE DESCARGA
PARA LIQUIDOS CON RESTRICCIÓN DE ORIFICIO.

CALCULO DE LA FORMULA INTRODUCIENDO FACTORES PRACTICOS

Según Torricelli:

$$v = (2gh)^{1/2} \quad (\text{pie/seg})$$

Para tener H en pulgadas de agua y considerando que:

$$g = 32.110 \text{ pie/seg}^2$$

se tiene

$$v = \left(\frac{2 \times 32.11hw}{12} \right)^{1/2}$$

v como:

$$q = Av$$

sustituyendo:

$$q = \frac{\pi d^2}{4 \times 144} \left(\frac{2 \times 32.11 hw}{12} \right)^{1/2} \text{ pie}^3/\text{seg}$$

Para obtener q en gal/hora:

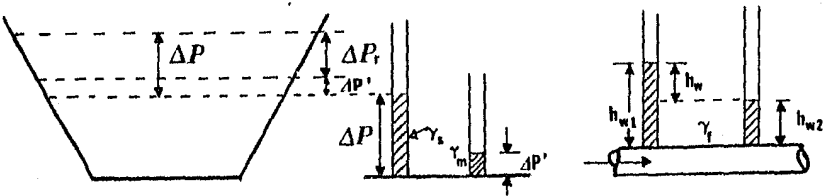
$$q \text{ (gal/hora)} = q(\text{pie}^3/\text{seg}) \left(\frac{7.4805 \text{ gal}}{1 \text{ pie}^3} \right) \left(\frac{3600 \text{ seg}}{1 \text{ hora}} \right)$$

$$q = \frac{7.4805 \times 3600 \times 3.1416 d^2}{4 \times 144} \left(\frac{2 \times 32.11 hw}{12} \right)^{1/2}$$

$$q = 340 d^2 (hw)^{1/2} \text{ gal/hora} \quad \dots\dots 5.8$$

En la que "hw" es la presión diferencial real en pulgadas de agua (valor que no indica el aparato).

Haciendo las siguientes consideraciones:



ΔP = Presión diferencial que indica el aparato

ΔP_r = Presión diferencial real

$\Delta P'$ = Presión diferencial equivalente al peso del sello

γ_s = Densidad del sello (agua = 1.000)

γ_m = Densidad del mercurio a 20°C = 13.5485 (agua = 1.000)

γ_f = Densidad del líquido por medir a temperatura de escurrimiento. (agua = 1.000)

Podemos establecer:

$$\Delta P_r = \Delta P - \Delta P' \quad \dots\dots (a)$$

$$\Delta P_r = h_w \gamma_f \quad \dots\dots (b)$$

$$\Delta P \gamma_s = \Delta P' \gamma_m \quad \dots\dots (c)$$

de (c) despejando $\Delta P'$

$$\Delta P' = \Delta P \left(\frac{\gamma_s}{\gamma_m} \right) \quad \dots\dots (d)$$

Sustituyendo (b) y (d) en (a) nos queda:

$$h_w \gamma_f = \Delta P - \Delta P \frac{\gamma_s}{\gamma_m}$$

$$h_w = \frac{\Delta P \left(1 - \frac{\gamma_s}{\gamma_m} \right)}{\gamma_f}$$

Sustituyendo el valor de $\gamma_m = 13.5485$

$$h_w = \Delta P \frac{(1 - .0737 \gamma_s)}{\gamma_f}$$

Sustituyendo el valor de h_w en la ec. 5.8 se tiene:

$$q = 340 d^2 \left(\frac{\Delta P (1 - .0737 \gamma_s)}{\gamma_f} \right)^{1/2}$$

pero:

$$340 (1 - .0737)^{1/2} = 327.231$$

y como $\gamma_s = 1.000$ (densidad del sello para el agua)

$$q = 327.231 d^2 \left(\frac{\Delta P}{\gamma_f} \right)^{1/2} \dots\dots 5.9$$

Afectando la ecuación 5.9 por los diferentes factores de corrección:

$$E, F_a, F_m, F_p, F_c, F_s, \frac{\gamma_f}{\gamma_l}$$

Se tiene:

$$q = 327.231 E d^2 F_a F_m F_p F_c F_s \frac{\gamma_f}{\gamma_l} \left(\frac{\Delta P}{\gamma_f} \right)^{1/2} \dots\dots 5.9'$$

E, se ha determinado empíricamente, por pruebas efectuadas, en una variedad amplia de aceites y se expresa como sigue:

$$E = 0.598 + 0.01 \frac{d}{d_i} + 0.00001947 \left(10 \frac{d}{d_i} \right)^{4.425}$$

como en esta ecuación aparece el diámetro del orificio, que a veces es una incognita, se prefiere introducir mejor el diámetro del tubo d_i , y se considera una función S, que se expresa como:

$$S = E \left(\frac{d}{d_i} \right)^2$$

donde E, es el coeficiente de eficiencia, que engloba al coeficiente de descarga y a la velocidad de acercamiento. En algunas ocasiones por conveniencia de cálculo, la constante E, es expresada en tres términos:

E_1 , la cual es cte. para un tamaño dado de orificio y de diámetro de tubería.

F_r , la cual expresa los efectos de viscosidad sobre el coeficiente.

Y, la cual corrige la fórmula por fuerza de expansión del fluido.

Por lo anteriormente expuesto y teniendo en cuenta que $Ed^2 = Sd_i^2$ y sacando del radical a γ_f , queda:

$$q = 327.231 S d_i^2 F_a F_m F_p F_c F_s \left(\frac{\gamma_f}{\gamma_1} \right)^{1/2} \Delta P^{1/2}$$

en la que:

q = Gasto en gal/hr

S = En función de la relación de diámetros

d_i = Diámetro interior de la tubería en pg.

ΔP = Pulgadas de agua

F_s = Factor por sello

F_c = Factor por viscosidad

γ_1^* = Densidad del líquido en medición a temperatura base (20°C) (agua = 1.000)

γ_f^* = Densidad del líquido por medir a temperatura de escurrimiento. (agua = 1.000)

F_p = Factor por supercompresibilidad

F_a = Factor por expansión térmica

F_m = Factor por aparato con mercurio

h_u = Lectura en el disco

La fórmula anterior es válida para medidor de rango 0-100 pg. de agua y 100 lb/pg², como no siempre se usan aparatos de este rango, hay necesidad de introducir el factor por rango del aparato (M).

Introduciendo la constante N y haciendo $F_p F_c = F_\mu$

Queda finalmente la fórmula práctica para líquidos viscosos:

$$q = MNSd_i^2 F_a F_m F_s F_\mu \frac{\gamma_f^{1/2}}{\gamma_1} h_u$$

Cuando se trata de líquidos no viscosos, los factores γ_f , F_m , γ_1 , pueden considerarse igual a la unidad, quedando por lo tanto, la fórmula práctica para líquidos no viscosos.

$$q = M N S d_i^2 F_a F_m F_s h_u$$

LIQUIDOS NO VISCOSOS

A continuación se definen y determinan los factores de corrección:

- 1) M, Factor por rango del Aparato.

$$M = 0.1 R_h^{1/2}$$

- 2) N, Constante de acuerdo con las unidades que se usen (Ver Tabla IV)
- 3) S, En función de la relación es decir eficiencia del orificio.

Para conexión en Brida:

$$S = 0.598 \beta^2 + 0.01 \beta^3 + 0.00001947 \beta^2 (10 \beta)^{4.425}$$

(Tabla VI)

Para conexión en tubería y conexión en vena contracta:

$$S = 0.58925 \beta^2 + 0.2725 \beta^3 - 0.825 \beta^4 + 1.75 \beta^5$$

- 4) d_i , Diámetro interior de la línea. (Ver Tabla X)
- 5) F_a , Factor de corrección por expansión térmica de la placa. (Ver Tabla No. VII). Este factor corrige el error que se introduce al tomar el diámetro del orificio a las condiciones ambientes.
- 6) F_m , Factor para medidores con mercurio $F_m = (1 - 0.0737 \gamma_s)^{1/2}$ (ver Tabla. IX)
- 7) $\frac{\gamma_f}{\gamma_1}^{1/2}$ Factor por densidad.
- γ_f Densidad del líquido en medición a temperatura de escurrimiento. (agua = 1.000)

γ_1 Densidad del líquido en medición a temperatura base 20°C Tabla V.

8) F_μ = Factor por viscosidad.

$$\text{Aplicuese si } \frac{q}{v d} < 140.3$$

donde:

q , gasto en $m^3/\text{día}$ a temperatura de escurrimiento

v , viscosidad cinemática a temperatura de escurrimiento en centistokes.

d , Diámetro del orificio en pulgadas

En la Fig. V.17 se encuentra con facilidad el factor por viscosidad.

9) F_s , Factor de corrección por sello. (ver Tabla VIII). Este factor, corrige la presión adicional que registra el medidor de presión diferencial, debido a la columna del líquido separador; que se encuentra entre el líquido que se está midiendo y el mercurio del medidor.

10) ΔP , Presión diferencial en pulgadas de agua.

$$\Delta P = \frac{h_u^2 \times R_h}{100}$$

donde:

h_u = Lectura en disco L-10

R_h = Rango del registrador en pulgadas de agua

APLIQUESE SI:

$$\frac{Q}{l^4} < 140.3$$

Donde:

Q = m³/día a temp. de escurrimiento.

l = Viscosidad cinemática a temperatura de escurrimiento en centímetros de diámetro del orificio.

d = diámetro del tubo en pg.

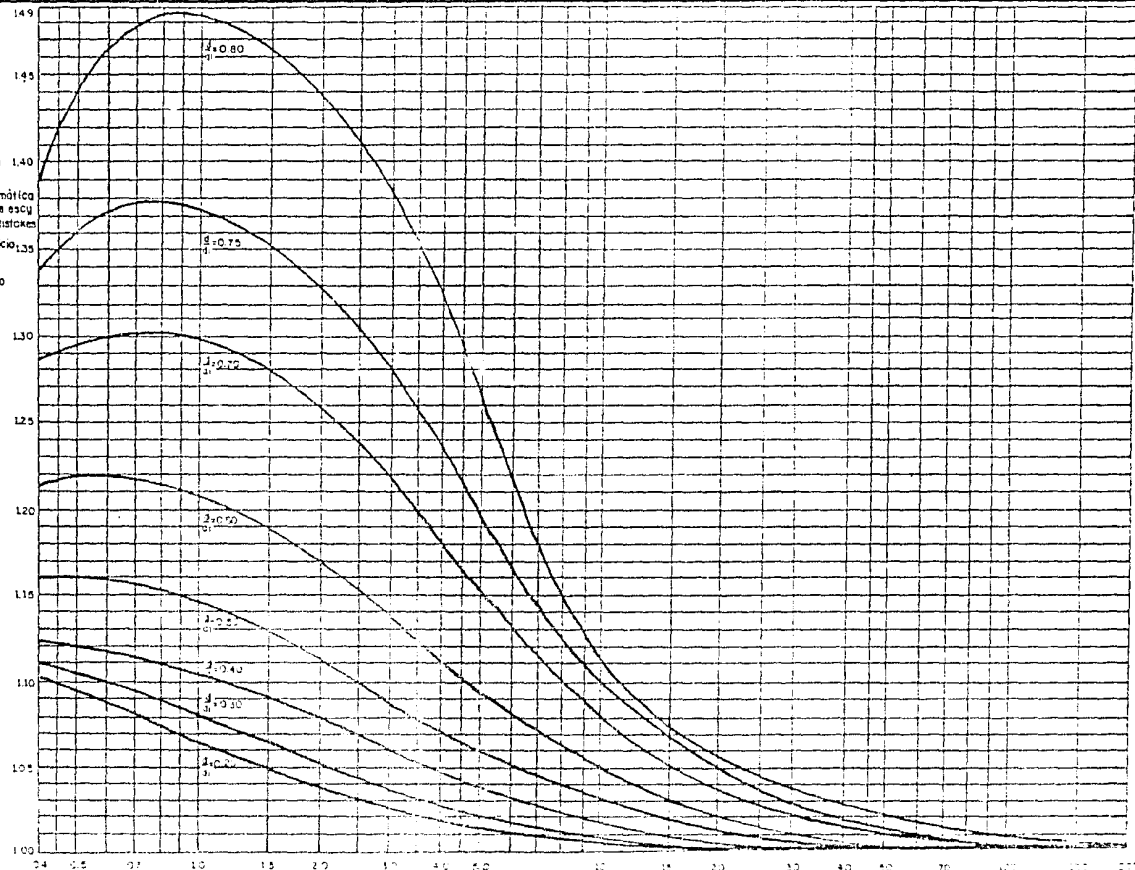


FIG. V.17

EJEMPLO 1 (LIQUIDOS VISCOSOS)

Cálculo del coeficiente para determinar el gasto de aceite en la descarga del tanque deshidratador No. 78 instalado en la Batería de Separadores No.II Poza Rica, Ver.

Datos:

Diámetro de la Brida Porta-Orificio = 12" (12.090") Std.=307.086mm

Diámetro de la Placa de Orificio = 110 mm

Rango del Registrador con Mercurio = 100 pg. de agua.

Densidad relativa del aceite = 0.873 a 20°C/4°C (Dato de lab.)

Temperatura de escurrimiento = 30°C (86°F)

Viscosidad del aceite a temperatura de flujo (30°C) = 100 SSU

Lectura en Disco L-10 = 3.5 (Valor Supuesto).

FORMULA:

$$q = MNSd_i^2 F_a F_m F_s F_\mu \frac{\gamma_f^{1/2}}{\gamma_l} hu$$

$$M = 0.1 R_h^{1/2} = 0.1 (100)^{1/2} = 1.000$$

N = 30.89 Véase Tabla No. IV.

S = 0.07817 Valor obtenido de la Tabla No. VI a partir del dato de la relación de diámetros $d/d_i = 0.3582$

$$d_i^2 = 12.090^2 = 146.168$$

F_a = 1.000 Véase Tabla No. VII

F_m = 0.9625 valor obtenido de la Tabla No. IX, partiendo del dato de la densidad del líquido sellante, en nuestro caso, agua.

F_s = 0.9956 a 30°C (TABLA VIII)

γ_l = 0.873 a 20°C/4°C (Dato)

$\gamma_f = 0.873 - 0.0065 = 0.866$ a 30°C ó temperatura de escurrimiento. (Véase Tabla No. V)

$$\gamma_f^{1/2} = (0.866)^{1/2} = 0.9310$$

$\gamma_1 = 0.873$ a $20^\circ\text{C}/4^\circ\text{C}$ (densidad a temperatura base)

$F_\mu = 1.010$; para conocer el valor de este factor es necesario -- calcular primero la viscosidad cinemática con la siguiente ecuación:

$\nu = 100 (0.0022t - \frac{1.8}{t})$ en donde "t" es el tiempo en segundos, y la ecuación sólo es válida cuando:

$$\frac{q}{\nu d} < 140.3 \text{ siendo}$$

$q =$ Gasto en $\text{m}^3/\text{día}$

$\nu =$ Viscosidad en centistokes

$d =$ diámetro del orificio en pulgadas

El valor de q , se obtiene haciendo la consideración que se trata de un líquido no viscoso $q = \text{MNSd}_1^2 F F F \cdot \text{hu}$; se tiene entonces:

$$q = 1 \times 30.89 \times 0.07817 \times 146.168 \times 1.000 \times 0.9625 \times \frac{0.9310 \times 3.5}{0.873}$$

$$q = 362.282 \times 3.5 = 1267.98 \text{ m}^3/\text{día}$$

$$q = 1267.98 \text{ m}^3/\text{día}$$

Sustituyendo este valor en la expresión $\frac{q}{\nu d}$

$$\frac{1267.98}{20.2 \times 4.33} = 14.49 < 140.3$$

Luego como el valor obtenido supuesto es 14.49 , hay necesidad de introducir el factor F_{μ} obtenido en la Fig. V. 17

Entrando con los valores de $\frac{q}{v d}$ y la relación de diámetros $d/d_1 = 0.3582$

queda:

$$q = 362.232 \times 1.010 \times h_u = 365.90 \times h_u$$

$$\underline{\underline{q_{real} = 365.90 h_u}}$$

El valor anterior de h_u es supuesto, por lo que debe sustituirse por la lectura real de h_u del registro de la gráfica --- L-10.

EJEMPLO 2 LIQUIDOS NO VISCOSOS

Cálculo del volumen (m^3 /día) de agua de inyección al Pozo Poza Rica No. 145.

Datos:

Porta-orificio " Commercial" 2" (1.939) 900 # A.S.A.

Placa de orificio $d = 1-1/4"$

Rango del registrador 50" de agua

FORMULA:

$$q = MNSd_i^2 F_a F_m F_s h_u$$

Donde:

$$M = 0.1 R_h^{1/2} = 0.1 \times 50^{1/2} = 0.1 \times 7.071 = 0.7071$$

$N = 30.89$ (Véase Tabla IV). (Intersección de la columna m^3 y la línea "días")

$S =$ Se obtiene a partir de la relación de diámetros.

$$\beta = \frac{d}{d_i} = \frac{1.250}{1.939} = 0.644$$

De donde:

$S = 0.2814$ Véase Tabla No. VI.

$$d_i^2 = 1.939^2 = 3.759$$

$$F_a = 1.0005 = 1$$

$F_m = 1.$ (Se usa registrador sin mercurio)

$F_s = 1.$ (No se usa sello).

$h_u = 6.5$ (Leída de la gráfica).

Sustituyendo valores:

$$q = 0.7071 \times 30.89 \times 0.2814 \times 3.759 \times 6.5 = \underline{\underline{150.178 \text{ m}^3/\text{día}}}$$

GASES Y VAPORES

OBTENCION DE LA FORMULA GENERAL. Aplicando el teorema de Bernoulli en dos secciones de una tubería que se encuentra a un mismo nivel, se tiene:

$$z_1 + \frac{v_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho_1} = z_2 + \frac{v_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\rho_2} \quad \dots\dots 5.10$$

Por estar al mismo nivel:

$$z_1 = z_2$$

Por tratarse de un mismo fluido:

$$\rho = \text{constante}$$

Quedando la ecuación (1)

$$\frac{v_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho} = \frac{v_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\rho}$$

Agrupando términos:

$$\frac{P_1 - P_2}{\rho} = \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g}$$

De donde:

$$P_1 - P_2 = \frac{\rho}{2g} (v_2^2 - v_1^2) \quad \dots\dots 5.11$$

Considerando la diferencial de presión como una columna de mercurio h_m en el tubo en "U" del medidor, el cual contiene mercurio, se tiene:

$$P_1 - P_2 = \rho_m h_m \quad \dots\dots (a)$$

Por otra parte:

$$q = v A \quad \dots\dots (b)$$

Suponiendo que el diámetro de la vena contracta es igual al diámetro del orificio (d)

$$q = q_1 = q_2$$

Sustituyendo q, por sus valores:

$$v_1 \frac{\pi d_i^2}{4} = v_2 \frac{\pi d^2}{4}$$

De donde:

$$v_1 d_i^2 = v_2 d^2$$

Despejando a v_1

$$v_1 = v_2 \left(\frac{d}{d_i} \right)^2$$

Ahora como $(d/d_i) = \beta$

$$v_1 = v_2 \beta^2 \quad \dots\dots (c)$$

Sustituyendo (a) y (c) en la ecuación (2), queda:

$$\rho_m h_m = \frac{\rho}{2g} (v_2^2 - v_2^2 \beta^4)$$

Despejando a v_2 :

$$v_2 = \left(\frac{2g \rho_m h_m}{(1 - \beta^4)} \right)^{1/2}$$

Además:

$$\frac{A}{2} = \frac{\pi d^2}{4}$$

Por lo que sustituyendo en (b):

$$q = \frac{\pi d^2}{4} \left(\frac{2g \rho_m h_m}{\rho (1 - \beta^4)} \right)^{1/2}$$

Transformando la altura del mercurio en altura de agua:

$$\rho_m h_m = \rho_w h_w \quad \text{en donde:}$$

$$\rho_w = \text{Densidad del agua a } 60^\circ\text{F} = 1.000 \text{ gr/cm}^3$$

$$g = \text{Aceleración de la gravedad} = 978.73 \text{ cm/seg}^2$$

$$q = \frac{\pi}{4} (2g \rho_w)^{1/2} \frac{1}{(1 - \beta^4)^{1/2}} d^2 \left(\frac{h_w}{\rho} \right)^{1/2}$$

Sustituyendo valores:

$$q = \frac{3.14159}{4} d^2 (2 \times 978.73 \times 1.000)^{1/2} \frac{1}{(1 - \beta^4)^{1/2}} \left(\frac{h_w}{\rho} \right)^{1/2}$$

$$q = 34.7485 d^2 \frac{1}{(1 - \beta^4)^{1/2}} \left(\frac{h_w}{\rho} \right)^{1/2} \dots\dots\dots 5.12$$

En donde:

$$q = \text{gasto en cm}^3/\text{seg}$$

$$d = \text{diámetro del orificio en cm}$$

$$\rho = \text{Densidad del gas en gr/cm}^3$$

Expresando en el sistema inglés, se tiene:

$$q = 359.1 d^2 \frac{1}{(1 - \beta^4)^{1/2}} \left(\frac{h_w}{\rho} \right)^{1/2} \dots\dots\dots 5.13$$

donde:

q = gasto en pie³/hr

h_w = Altura de la columna de agua en cm.

ρ = Densidad del gas, en lbs/pie³

d = diámetro del orificio, pg.

En la ecuación 5.12 y 5.13, se supone que no hay pérdida de energía, y además, que el área del flujo después de la placa es igual al área del orificio.

Debido a que ninguna de estas suposiciones es verdadera, se introduce un coeficiente de descarga "k", cuya determinación se sigue experimentalmente, y que además de compensar los efectos de contracción del chorro y desviación de los vectores de la velocidad incluye, el término $1/(1-\beta^4)^{1/2}$, por tanto la ecuación 5.13 queda:

$$q = 359.1 d^2 k \left(\frac{h_w}{\rho} \right)^{1/2} \dots\dots\dots 5.14$$

De acuerdo con la ley de los gases de Boyle y Charles:

$$\rho = \rho_a \nu_g \frac{P_f}{14.70} \frac{492}{T_f} \dots\dots\dots 5.15$$

Donde:

ρ = densidad del gas, lb/pie³ a condiciones de flujo.

ρ_a = densidad del aire seco a 14.73 lb/pg² absoluta y 32°F
= 0.08073 lb/pie³

ν_g = densidad relativa del gas (aire seco = 1.000)

P_f = Presión de flujo, lb/pg² absoluta

T_f = temperatura de flujo, °R

Sustituyendo valores en 5.15 se tiene:

$$\rho = 0.08073 \rho_g \frac{P_f}{14.70} \frac{492}{T_f} \quad \dots\dots 5.16$$

y sustituyendo el valor de ρ en la ecuación 5.14, queda:

$$\begin{aligned} q_f &= 359.10 \text{ d}^2 \text{K} \left(\frac{h_w}{0.08073 \rho_g \frac{P_f}{14.73} \frac{492}{T_f}} \right)^{1/2} \\ &= 218.44 \text{ d}^2 \text{K} \left(\frac{h_w T_f}{P_f \rho_g} \right)^{1/2} \quad \dots\dots 5.17 \end{aligned}$$

Por otra parte, usando la combinación de las leyes de Boyle y Charles, para pasar de condiciones de flujo a condiciones base.

$$\frac{P_f q_f}{T_f} = \frac{P_b q_b}{T_b} \quad ; \quad q_b = \frac{P_f q_f T_b}{P_b T_f} \quad \dots\dots 5.18$$

donde:

P_b = Presión absoluta a condiciones base, lb/pg²

T_b = Temperatura absoluta a condiciones base, °R

Sustituyendo el valor de q_f en 5.18

$$q_b = 218.44 \text{ d}^2 \text{K} \frac{T_b}{P_b} \left(\frac{h_w P_f}{T_f \rho_g} \right)^{1/2} \quad \text{o bien}$$

$$q_b = 218.44 \text{ d}^2 \text{K} \frac{T_b}{P_b} \left(\frac{1}{T_f \rho_g} \right)^{1/2} (h_w P_f)^{1/2} \quad \dots\dots 5.19$$

$$\text{Haciendo } C' = 218.44 \text{ d}^2 \text{K} \frac{T_b}{P_b} \left(\frac{1}{T_f \rho_g} \right)^{1/2}$$

queda finalmente:

$$q_b = C' (h_w P_f)^{1/2}$$

..... Fórmula General

en la que:

q_b = gasto en pie³/hr a condiciones base

C' = constante del orificio

h_w = presión diferencial en pg. de agua

P_f = presión estática absoluta en lb/pg²

Ahora bien, en la práctica, se determina el gasto q a condiciones - de flujo, o sea:

$$q = C' (h_w P_u)^{1/2}$$

en la que:

$$C' = M F_{tb} F_{pb} F_g F_{tf} F_{pv} F_r F_a F_m Y_2 F_b$$

quedando:

$$q = M F_{pb} F_{tb} F_g F_{tf} F_{pv} F_r F_a F_m Y_2 F_b (h_w P_f)^{1/2}$$

FORMULA PRACTICA³

Donde:

q = gasto en pie³/hora

M = factor por rango del aparato con gráfica de raíz cuadrada L-10

$$M = \left(\frac{R_h}{100} \times \frac{R_p}{100} \right)^{1/2} = 0.01 (R_h R_p)^{1/2}$$

R_h = rango de la presión diferencial en pg de agua

R_p = rango del elemento de presión estática en lb/pg²

F_{pb} = factor por presión base, ver Tabla XI

$$F_{pb} = \frac{14.73}{P_b}$$

P_b = Presión base del lugar, lb/pg² abs.

F_{tb} = factor por temperatura base, ver Tabla XII

$$F_{tb} = \frac{T_b}{460 + 60} = \frac{T'_b}{520}$$

T_b = temperatura base del lugar en °R

$T_b = 20^\circ\text{C} = 68^\circ\text{F}$

$$F_{tb} = \frac{68 + 460}{520}$$

F_g = Factor por densidad, ver Tabla XIII

$$F_g = \left(\frac{1}{\rho_g}\right)^{1/2}$$

ρ_g = densidad del gas (aire = 1.000)

F_{tf} = factor por temperatura de flujo, ver Tabla XIV

$$F_{tf} = \left(\frac{520}{T_f}\right)^{1/2} = \left(\frac{520}{^\circ\text{F} + 460}\right)^{1/2}$$

T_f = temperatura de flujo en °R

F_{pv} = factor por supercompresibilidad, ver Tabla XV

Ecuación empírica según CALIFORNIA NATURAL GASOLINE ASSOCIATION

Para cuando ρ_g varía entre 0.55 a 0.75 (aire = 1.000)

$$F_{pv} = \left(1 + \frac{P_f \times 3.444 \times 10^5 \times 10^{1.785} \rho_g}{(T_f)^{3.825}} \right)^{1/2}$$

Para cuando ρ_g varía entre 0.75 a 1.00 (aire = 1.000)

$$F_{pv} = \left(1 + \frac{P_f \times 9.16 \times 10^5 \times 10^{1.188} \rho_g}{(T_f)^{3.825}} \right)^{1/2}$$

Donde:

P_f = presión de flujo en lb/pg². manométricas

T_f = temperatura de flujo en °R

ρ_g = densidad relativa del gas (aire = 1.00)

El mismo factor de corrección por supercompresibilidad - F_{pv} , se puede obtener partiendo de la ley de los gases reales -- $Pv = nRT$, es decir, en función de la relación de presión de flujo a presión crítica (presión reducida), y de temperatura de flujo a temperatura crítica (temperatura reducida). En el caso de los hidrocarburos, la presión y temperatura reducidas están en función del porcentaje de sus componentes.

De la ecuación anterior $Pv = nRT$ se tiene:

$$z = \frac{Pv}{nRT}$$

O sea que $z = f(P_r, T_r)$, por lo que entrando en la Fig. V.18, con el valor de la presión reducida y temperatura reducida, se obtendrá el valor del factor de desviación z , que substituido en la ecuación siguiente, dará el factor de supercompresibilidad.

$$F_{pv} = \frac{1}{z^{1/2}}$$

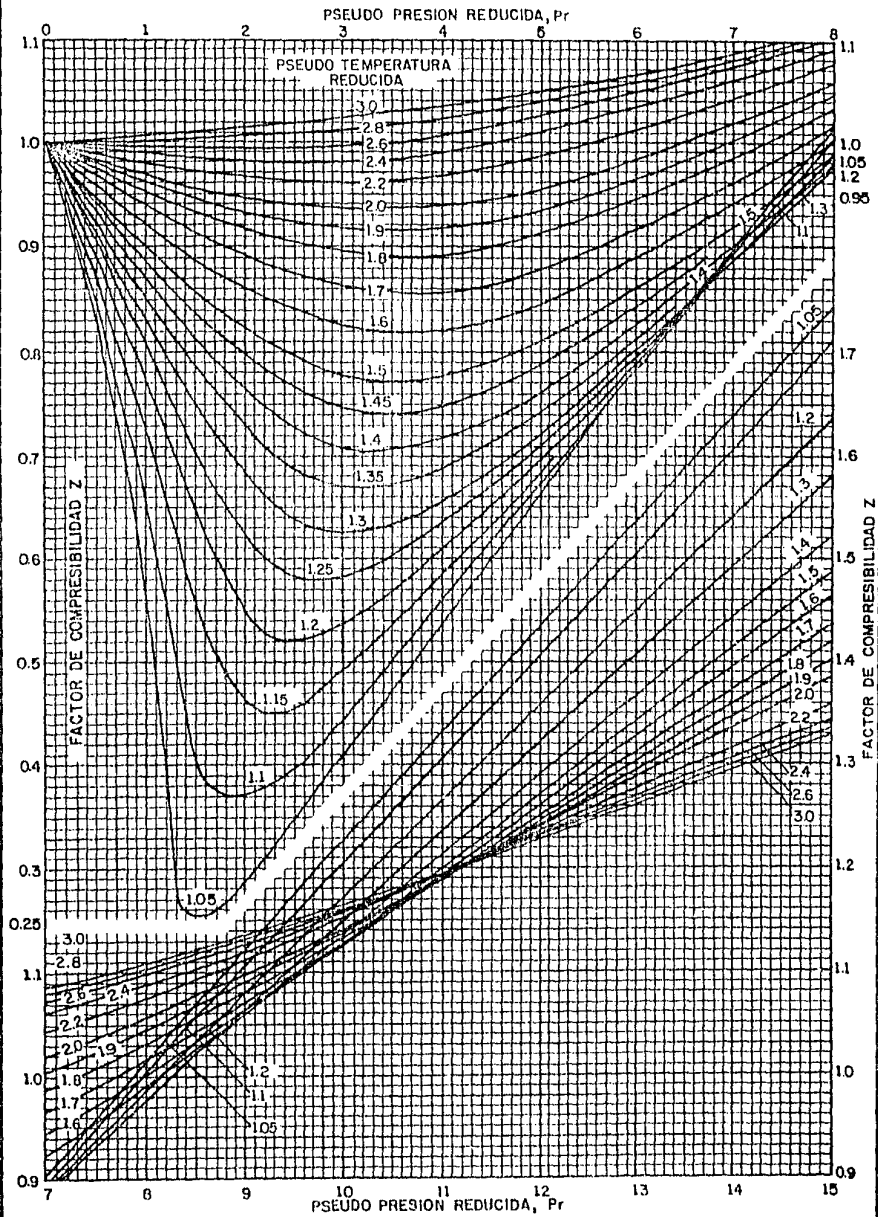


FIG.V.18 FACTORES DE COMPRESIBILIDAD PARA GAS NATURAL.

Ejemplo:

Una mezcla de hidrocarburos con la siguiente composición, y condiciones de flujo:

<u>Componente</u>	<u>Fracción mol</u>
C H ₄	0.8058
C ₂ H ₆	0.0386
C ₃ H ₈	0.0117
NC ₄ H ₁₀	0.0197
IC ₅ H ₁₂	0.0170
NC ₅ H ₁₂	0.0280
IC ₆ H ₁₄	0.0123
NC ₆ H ₁₄	0.0148
C ₇ H ₁₆ y pesados	0.0521
	<u>1.0000</u>

Presión = 2000 lb/pg² absolutas

Temperatura = 205 °F = 205 +460 = 665°R

Problema determinar el factor de desviación z

COMPONENTE	FRAC. MOL	TEMPERATURA CRITICA	PRESION CRITICA	FRAC.MOL POR TEMP. CRITICA	FRAC.MOL POR PRES. CRITICA
CH ₄	0.8058	344	673	277.2	542.3
C ₂ H ₆	0.0386	549	712	21.2	27.5
C ₃ H ₈	0.0117	666	617	7.8	7.2
NC ₄ H ₁₀	0.0197	766	551	15.1	10.8
IC ₅ H ₁₂	0.0170	829	483	14.1	8.2

COMPONENTE	FRAC.MOL	TEMPERATURA CRITICA	PRESIÓN CRITICA	FRAC.MOL POR TEMP CRITICA	FRAC.MOL POR PRES. CRITICA
NC ₅ H ₁₂	0.0280	846	485	23.7	13.6
IC ₆ H ₁₄	0.0123	900	451	11.1	5.5
NC ₆ H ₁₄	0.0148	914	435	13.5	6.4
C ₇ H ₁₆ y Pesados	0.0521	1132	360	59.0	18.7
SUMA	1.0000			442.7	640.2

Nota las columnas 1 y 2, se obtienen de un análisis composicio--
nal. La 3 y la 4, son constantes características de cada compo--
nente y se obtiene en cualquier manual de gases. La columna 5, -
se obtiene de multiplicar la 2 por la 3, y la 6, de multiplicar
la 2 por la 4.

$$T_r = \frac{665}{442.7} = 1.505$$

$$P_r = \frac{2000}{640.2} = 3.124$$

Entrando a la Fig. V.18, con estos dos últimos valores se -
tiene que:

$$z = 0.805$$

Luego el factor de corrección por supercompresibilidad -
será:

$$F_{pv} = \frac{1}{0.805^{1/2}} = 1.11$$

Otra forma de determinar el factor de compresibilidad z , es mediante el uso de correlaciones. Existen diferentes correlaciones para calcular las propiedades pseudocríticas del gas. Las curvas correspondientes a los gases han sido establecidas utilizando gases de los separadores y vapores obtenidos en los tanques de almacenamiento. Estos gases contienen altas proporciones de metano, etano, propano y butano. Las curvas correspondientes a los "condensados" pertenecen a gases que contienen cantidades relativamente grandes de los componentes más pesados. Standing, sugiere el uso de las curvas de "condensados" en los cálculos -- que involucren gases en equilibrio con el aceite y el uso de -- las curvas correspondientes al gas, para gases superficiales.

La ecuación para gases superficiales es:

$$T_{pc} = 167 + 316.67 \gamma_g \quad \dots 5.20$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50 \gamma_g \quad \dots 5.21$$

La ecuación para gases húmedos (condensados) es:

$$T_{pc} = 238 + 210 \gamma_g \quad \dots 5.22$$

$$P_{pc} = 740 - 100 \gamma_g \quad \dots 5.23$$

Las ecuaciones siguientes permiten calcular, por ensaye y error, el valor de z , usando como datos:

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}} \quad \dots 5.24$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad \dots 5.25$$

$$\rho_r = 0.27 \frac{P_{pr}}{z T_{pr}} \quad \dots 5.26$$

$$z = (\Lambda_1 + \Lambda_2/T_{pr} + \Lambda_3/T_{pr}^3)\rho_r + (\Lambda_4 + \Lambda_5/T_{pr})\rho_r^2 \\ + (\Lambda_5\Lambda_6 \rho_r^5)/T_{pr} + (\Lambda_7 \rho_r^2/T_{pr}^3) (1 + \Lambda_8 \rho_r^2) \\ (\exp(-\Lambda_8 \rho_r^2)) + 1 \quad \dots\dots 5.27$$

Donde:

$\Lambda_1 = 0.31506$	$\Lambda_5 = -0.61230$
$\Lambda_2 = -1.04670$	$\Lambda_6 = -0.10480$
$\Lambda_3 = -0.57830$	$\Lambda_7 = 0.68157$
$\Lambda_4 = 0.53530$	$\Lambda_8 = 0.68446$

El procedimiento consiste en suponer un valor de z y -- obtener ρ_r para ese valor supuesto. Se calcula z con la ecuación 5.27 y se compara con el supuesto. Si no coinciden estos valores, se supone para la siguiente iteración el valor de z calculado. - El procedimiento se repite hasta caer dentro de una tolerancia preestablecida (menor o igual a 0.001).⁴

F_r = Factor por número de Reynolds. Ver Tabla XVII

$$F_r = 1 + \frac{b}{(h_w P_f)^{1/2}}$$

Donde:

b , función de la relación de diámetros. Ver Tabla No. XVII

h_w , en pulgadas de agua (valor supuesto)

P_f , presión de flujo abs., lb/pg²

F_a = factor por expansión térmica de la placa

Se ha determinado experimentalmente la expansión de diferentes materiales a varias temperaturas. Ver Tabla VII

F_m = factor para registradores con mercurio. Ver Tabla XIX

Este factor es introducido para corregir el error en la presión diferencial medido en el tubo en "U", debido al peso propio del mercurio.

$$F_m = (1 - 2.702 \left(\frac{\gamma_g (F_{pv})^2 P_f}{\rho_m T_f} \right)^{1/2})$$

donde:

γ_g = densidad del gas (aire = 1.000)

ρ_m = densidad del mercurio = 844.363 lb/pie³ a 30°C

F_{pv} = factor de supercompresibilidad del gas, a temperatura ambiente y presión manométrica.

P_f = presión de flujo lb/pg² (absoluta)

T_f = temperatura de flujo, °R

$F_m = 1.000$ (Cuando se usa medidor sin mercurio)

Y_2 = factor de corrección por expansión. Ver Tabla XVIII

Cuando el gas fluye a través de un orificio, el cambio de velocidad y presión viene acompañado por un cambio de densidad, por este cambio, debe aplicarse el factor "Y", el cual se ha calculado antes y después del orificio.

Se tiene que:

Y_1 = factor por expansión basado en la presión tomada antes del orificio.

Y_2 = factor de expansión basado en la presión tomada después del orificio.

$$Y_1 = 1 - (0.41 + 0.35 \beta^4) \frac{C_v}{C_p} \quad \dots\dots \text{Conexión en Brida}$$

$$Y_1 = 1 - (0.333 + 1.145 (\beta^2 + 0.7 \beta^5 + 12 \beta^{13})) \frac{C_v}{C_p} \quad \dots\dots \text{Conexión en tubería}$$

C_p Relación del calor específico a presión constante

C_v Relación del calor específico a volumen constante

Las dos relaciones anteriores se obtienen en cualquier manual de Termodinámica entrando con la presión y temperatura de flujo. Ya sea antes o después del orificio.

$$Y_2 = Y_1 \left(\frac{1}{1 - C_v} \right)^{1/2} = (1 + C_v)^{1/2} - (0.41 + 0.35 \beta^4) \frac{C_v}{C_p (1 + C_v)^{1/2}}$$

..... Conexión en Brida

$$Y_2 = (1 + C_v)^{1/2} - (0.333 + 1.145 (\beta^2 + 0.7 \beta^5 + 12 \beta^{13})) \frac{C_v}{C_p (1 + C_v)^{1/2}}$$

..... Conexión en Tubería

F_b = factor de orificio (factor por placa) Ver Tabla XX

$$F_b = 338.17 d^2 K_o$$

En donde:

$$K_o = \frac{K_e}{1 + \frac{15 E}{1000000} d}$$

Siendo:

K_o = Coeficiente de descarga para cuando el número de Reynolds es infinito

$$E = d (830 - 5000 \beta + 9000 \beta^2 - 4200 \beta^3 + B)$$

Donde:

$$B = 530/d_i^{1/2} \quad \text{para conexión en Brida}$$

$$B = 375/d_i + 75 \quad \text{para conexión en tubería}$$

K_e = Coeficiente de descarga cuando el número de Reynolds es igual a:

$$\frac{1000000 d}{15}$$

El valor de K_e se determina por fórmulas empíricas. Para conexión en Brida:

$$K_e = 0.5993 + \frac{0.007}{d_i} + (0.364 + \frac{0.076}{d_i^{1/2}}) \beta^4 + 0.4 (1.6 - \frac{1}{d_i})^5$$

$$(0.07 + \frac{0.5}{d_i} - \beta)^{5/2} - (0.009 + \frac{0.034}{d_i}) (0.5 - \beta)^{3/2} + \frac{(65 + 3)}{d_i^2}$$

$$(\beta - 0.7)^{5/2}$$

Para conexión en tubería:

$$K_e = 0.5925 + \frac{0.0182}{d_i} + (0.440 - \frac{0.06}{d_i}) \beta^2 + (0.935 + \frac{0.225}{d_i}) \beta^5$$

$$+ 1.35 \beta^{14} + \frac{1.43}{d_i^{1/2}} (0.25 - \beta)^{5/2}$$

NOTA. Los términos con signo negativo en estas dos últimas ecuaciones se desprecian.

Con respecto a la fórmula general debe tenerse en cuenta que los valores de:

M y F_b , son los más considerables, y que el producto de F_{pb} , F_{tb} , F_g , F_{tf} , F_{pv} , F_a , F_m , F_r , Y_2 es aproximadamente igual a la unidad

Las causas por las cuales se tiene que corregir el resultado por diferentes factores es para obtener resultados reales. A continuación se da una breve explicación de cada uno de los siguientes factores de corrección:

F_b , Este factor corrige las diferencias existentes entre cada operación ya que este factor engloba constantes de una instalación dada.

$F_{pb}, F_{tb}, F_{tf}, F_g$, Debido a que en la deducción del factor de orificio " F_b " se usaron condiciones supuestas deberán de efectuarse correcciones para las condiciones reales de flujo que es la causa por la cual aparecen estos factores.

F_{pv} , Las correcciones que se hicieron por temperatura y presión se basaron en la consideración de que el peso específico del gas, se incrementa directamente con la presión absoluta e inversamente con la temperatura absoluta esta consideración se cumple sólo para los gases ideales; pero los gases que se manejan en la Industria Petrolera, experimentan una desviación por amplio margen, del comportamiento de los gases ideales, según las leyes de Boyle y de Charles; por lo que para este tipo de gases habrá que introducir una corrección que se conoce como factor de corrección por supercompresibilidad.

F_r , Este factor fue determinado empíricamente para las condiciones de gas; comprende los efectos de viscosidad o fuerzas de fricción interna.

F_a , Puesto que el diámetro d , esta medido a la temperatura ambiente, se experimenta un aumento en su longitud, cuando se tienen en el flujo temperaturas elevadas, o bien, una disminución a temperaturas bajo cero. Estos cambios del área son tabulados bajo el factor este -- factor.

F_m , Este factor tiene por objeto corregir el error que se comete por el peso de la columna de gas sobre el mercurio o bien si se usa fluido intermediario transmisor de la presión al manómetro del mercurio, el peso de este alterará la lectura ya que se suma una pequeña carga adicional a la presión diferencial.

Y_2 , Este factor fue determinado experimentalmente y corrige el error que se comete por el cambio de densidad que sufre el gas al pasar a través de la restricción, puesto que experimenta una diferencial de presión.

EJEMPLO 3 GASES Y VAPORES

Cálculo del coeficiente para determinar el gasto de gas húmedo, separado a baja presión, en la batería de recolección - No. 1 del campo San Andrés.

Datos:

Díametro del porta-orificio = 4 pg (4.026 pg)
 Densidad relativa del gas (dato de laboratorio) = 0.859
 (aire = 1.000)
 Temperatura de escurrimiento = 35 °C (95 °F)
 Presión de separación = 3Kg/cm² (43 lb/pg²)
 Rango del registrador \approx 100 pg de agua y 100 lb/pg²
 Presión base = 1 Kg/cm² (14.2233 lb/pg²)
 Temperatura base = 20°C (68°F)
 Diámetro del orificio de la placa = 1 1/2 pg.

Fórmula;

$$q = M F_{tb} F_{pb} F_{tf} F_g F_m F_{pv} F_r Y_2 F_a F_b (h_w P_f)^{1/2}$$

$$M = 0.01 (100 \times 100)^{1/2}$$

M = 1.000 Nótese que en medición de gases, la constante (0.01), del factor de rango del aparato, difiere de la constante (0.1), en medición de líquidos.

$$F_{tb} = \frac{68 + 460}{520} \quad F_{tb} = 1.01538 \text{ Véase Tabla XII}$$

$$F_{pb} = \frac{14.73}{14.2233} = 1.0356$$

$$F_{tf} = \left(\frac{520}{T_f} \right)^{1/2} = \left(\frac{520}{95+460} \right)^{1/2} \quad F_{tf} = 0.9680 \text{ Véase Tabla XIV}$$

$$F_g = \left(\frac{1}{P_g} \right)^{1/2} = \left(\frac{1}{0.859} \right)^{1/2} \quad F_g = 1.0790 \text{ Véase Tabla XIII.}$$

$$F_{pv} = \left(1 + \frac{P_f \times 9.16 \times 10^5 \times 10^{1.188} V_g}{T_f^{3.825}} \right)^{1/2}$$

$$F_{pv} = 1.0086 \text{ Véase Tabla XV}$$

$$F_m = \left(1 - 2.702 \frac{V_g F_{pv}^2 P_f}{T_a \rho_m} \right)^{1/2}$$

Donde:

ρ_m = densidad del mercurio a temperatura ambiente. (lb/pie³)

T_a = temperatura ambiente absoluta °R

P_f = presión absoluta de escurrimiento, lb/pg²

V_g = densidad relativa del gas (Aire = 1.000)

F_{pv} = Factor de supercompresibilidad a temperatura ambiente y a presión manométrica de escurrimiento.

Para este ejemplo:

$$V_g = 0.859$$

$$P_f = 43 + 14.44 = 57.44 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.}$$

$$\rho_m = 844.363 \text{ lb/pie}^3 \text{ a } 20 \text{ °C}$$

$$T_a = 68 + 460 = 528 \text{ °R}$$

$$F_{pv} = 1.0090 \text{ a } 68^\circ\text{F y } 43 \text{ lb/pg}^2 \text{ Véase Tabla XV}$$

$$F_{pv}^2 = 1.018$$

Sustituyendo valores.

$$F_m = \left(1 - 2.702 \frac{0.859 \times 1.018 \times 57.44}{844.363 \times 528} \right)^{1/2}$$

$$F_m = 0.99985$$

$$F_b = 338.17 K_o d^2 \quad \text{Véase Tabla XX}$$

$$F_r = 1 + \frac{0.0336}{(25 \times 57.44)^{1/2}} = 1.0008$$

$Y_2 = 1.0025$ Se encuentra en la Tabla XVIII entrando con los valores de :

$$\frac{h_w}{P_f} = \frac{25}{57.44} = 0.44 \quad y$$

$$\beta = \frac{1.5}{4.026} = 0.373$$

$F_a = 1.000$ Se obtiene con el dato de temperatura de flujo consultando la Tabla Vii

Sustituyendo valores de los factores encontrados anteriormente.

$$q = \frac{1.000 \times 1.01538 \times 1.0356 \times 0.9680 \times 1.079 \times 1.0008 \times 0.99997 \times 1.0025 \times 1.0000 \times F_b \times (h_w \times P_f)^{1/2}}{1.0000 \times F_b \times (h_w \times P_f)^{1/2}}$$

Efectuando operaciones:

$$q = 1.111394 F_b (h_w P_f)^{1/2} \quad \text{para registrador sin mercurio}$$

$$q = 1.111360 F_b (h_w P_f)^{1/2} \quad \text{para registrador con mercurio}$$

Los gastos anteriores están dados en pie³/hr, por lo que habrá que afectar las expresiones por la constante 24/35.314 para obtenerlos en m³/día.

$$q = 0.7553 F_b (h_w P_f)^{1/2} \quad \text{para registradores sin mercurio}$$

$$q = 0.7552 F_b (h_w P_f)^{1/2} \quad \text{para registradores con mercurio.}$$

V. 3 Medidor de Desplazamiento Positivo.

PRINCIPIO BASICO

Este dispositivo es esencialmente de "cantidad de flujo" es decir, toma una cantidad o porción definida del flujo entre -- dos aletas conectadas al rotor, y al girar éste, transmite el movimiento a un contador con la ayuda de un sistema de engranes, -- después toma la siguiente porción y así sucesivamente. Sumando todas las porciones, se obtiene la cantidad total que se llevó a -- través del medidor.

El medidor es del tipo rotativo. Consta de una caja, la - cual, es construida con extremada precisión; contiene un rotor -- que gira sobre cojinetes de bolas moviendo cuatro aletas espaciadas a intervalos iguales. Arriba de la caja, va un adaptador que contiene un sistema de engranes, éste comunica a un calibrador; - arriba de él, va conectado un contador, cuya lectura indica el volumen de líquido que pasa a través del medidor; entre el calibrador y el contador, se localiza un aditamento que sirve para conectar una flecha flexible (chicote), ésta, transmite el movimiento del rotor al chasis del computador electrónico de corte y fase nu la.

Lleva también un filtro, que consiste de un cedazo, que va alojado dentro de un recipiente. Este dispositivo va instalado an tes del medidor, con el objeto de evitar el paso de impurezas con tenidas en el fluido que pasa a través de él, y que pueden llegar hasta el rotor y lo obstruyan.

A medida que el líquido pasa por el medidor, el rotor y - las aletas giran alrededor de una excéntrica fija, haciendo que - las aletas se extiendan dentro de la cámara de medición. El movimiento sucesivo de las aletas, forma una "cámara de medición exac ta" que se encuentra localizada entre dos aletas, el rotor, la ca ja y las dos tapas superior e inferior. Cada revolución del rotor corresponde a una serie continua de cuatro cámaras de medición.

A pesar de que entre los diferentes tipos de medidores de desplazamiento positivo, existen pequeñas diferencias de diseño, el principio fundamental básico de funcionamiento es el mismo. Ca be aclarar que ni las aletas, ni el rotor, entran en contacto con las paredes estacionarias de las cámaras de medición. Como se puede observar en la Fig. V.19

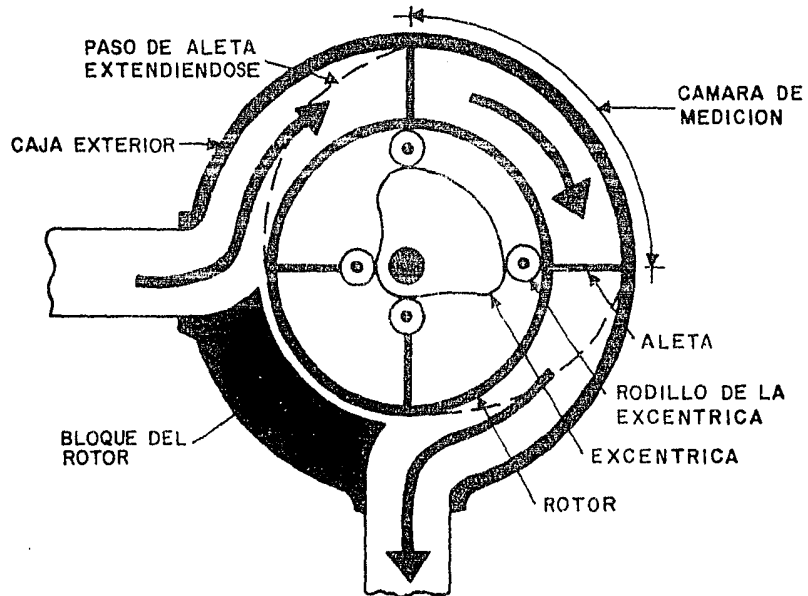


FIG.V.19 MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.

INSTALACION

El medidor de desplazamiento positivo, debe instalarse en posición horizontal, debiendo estar el fluido por medir, libre de impurezas, como sólidos en suspensión; evitando en lo posible el contenido de gases, pues ello, provocaría una lectura errónea del volumen por medir en caso de ser mínimo el contenido de gas o bien, impedir que dicho medidor trabaje, en caso de ser alto; por lo tanto, es necesario instalar, si el caso lo requiere, un desgasificador para eliminar el gas, y un filtro de malla adecuada; dependiendo el número de ésta, del tamaño de las impurezas por eliminar y de la viscosidad del líquido.

El tipo de instalación, variará de acuerdo con la operación del ducto, dependiendo ésta, de las condiciones topográficas del terreno, así como de la presión necesaria para transportar el fluido, del recipiente donde se encuentra almacenado, a los tanques donde se transportará, una vez medido. Las maneras típicas de instalar los medidores, de acuerdo con lo anterior son:

- 1.- DESCARGA POR GRAVEDAD.
- 2.- DESCARGA POR BOMBEO.

DESCARGA POR GRAVEDAD.- Este tipo de descarga, es debido al desnivel positivo existente entre el recipiente de almacenamiento, y el tanque donde se transporte. Lógicamente que en este caso, el líquido gravitará del punto de origen, al punto de destino, pasando a través del medidor, tal como puede apreciarse en la Fig. V.20; para esta situación, el medidor puede instalarse en cualquier parte del ducto.

En la Figura se tiene:

- 1.- Tanque de Almacenamiento.
- 2.- Válvula de bloqueo (Válvula de compuerta).
- 3.- Ducto de descarga.
- 4.- Derivación (By Pass).
- 5.- Válvula de bloqueo.
- 6.- Medidor de desplazamiento positivo.
- 7.- Válvula de bloqueo.
- 8.- Válvula de retención.

DESCARGA POR BOMBEO.- Este tipo de descarga, se debe a que --- entre el tanque de almacenamiento, y el lugar a donde se trans portará el líquido, existe un desnivel tal, que imposibilita --- que gravite, y, en caso de gravitar, no se alcanza el gasto -- mínimo del medidor, Por lo tanto, es imprescindible el uso de un dispositivo (bomba), con la ayuda del cual, se hace pasar - a través del medidor; para éste caso, se pueden hacer 2 dife-- rentes tipos de instalaciones:

A).- CUANDO EL MEDIDOR SE INSTALA JUNTO A LA ESTACION DE BOM-- BEO. Figura V.21

- 1.- Tanque de Almacenamiento.
- 2.- Válvula de bloqueo.
- 3.- Ducto de descarga.
- 4.- Válvula de bloqueo
- 5.- Bomba
- 6.- Derivación con válvula de contrapre-- sión para líquido.
- 7.- Derivación.
- 8.- Válvula de bloqueo.
- 9.- Medidor de desplazamiento positivo.
- 10.- Válvula de bloqueo.
- 11.- Válvula de retención.

B).- CUANDO EL MEDIDOR SE INSTALA A UNA DISTANCIA CONSIDERABLE DE LA ESTACION DE BOMBEO.- Esta instalación diferirá de - la anterior, en que después de la bomba, deberá instalarse una válvula de bloqueo, ya que en caso de desconectar la bomba, se tirará únicamente, el líquido existente entre, las válvulas -- que se encuentran antes y después de la bomba.

Es recomendable, que en los 2 tipos de descarga, --- antes del medidor (en el primero), o de la bomba (en el segun-- do), se usen conexiones de diámetro mayor, que el de succión - de la bomba o del medidor; ello es con el propósito de que la fuente de alimentación, sea suficientemente capaz de suminis-- trar el volumen requerido, teniendo la precaución de que en -- ninguno de los dos casos, se rebase el gasto máximo del medi-- dor.

La derivación con válvula de contrapresión para líqui do, se instala con el objeto de proteger el medidor, y en caso extremo, la línea de bombeo, si por alguna razón se atorara el medidor y no dejara pasar el fluido, subiendo la presión en la línea, y, cuando ésta llega a la presión de calibración de la válvula, ésta última abrirá, dejando pasar el fluido, que se - estuviera bombeando. La válvula se calibrará a una presión ma-- yor que la presión de bombeo.



FIG. V.20

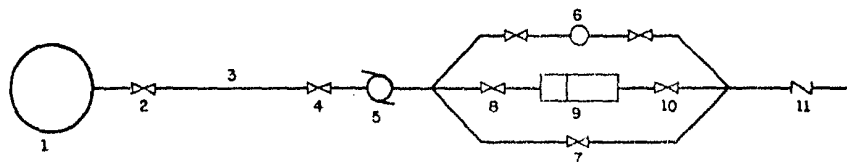


FIG. V.21

La otra derivación, es únicamente con el objeto de - poder desviar el líquido, cuando el medidor deba ser cambiado, o bien, quedar fuera de servicio, sin interrumpir el flujo.

Por último, la válvula de retención, es conveniente en el primer caso, para evitar en lo posible, que el gas --- llegue hasta el medidor, a causa de mala operación. Es decir, una vez terminada la descarga del líquido, si la persona encargada de operar el sistema, no cierra la válvula (7), que está después del medidor, éste último se invadirá de gas, dificultando su funcionamiento en la siguiente descarga. Para el segundo caso, la válvula de retención, es necesaria, para evitar que el líquido bombeado, se regrese cuando se haya -- terminado el bombeo.

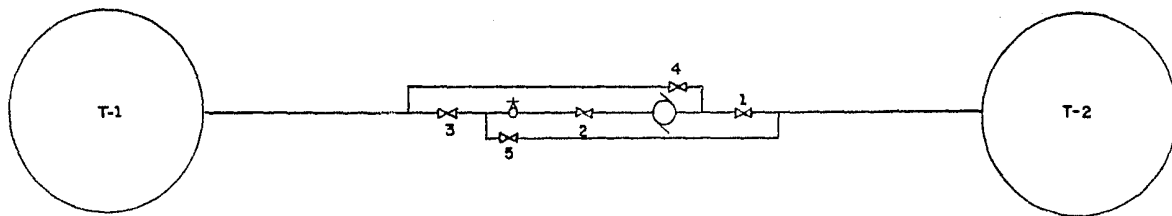
CALIBRACION

Aunque para calibrar un medidor de desplazamiento, - existen varios métodos, en este tema se referirá al establecido en P E M E X , por Ingenieros del Departamento de Ingeniería de Producción.

Para efectuar la calibración, es necesario contar -- con una "Estación de Calibración", la cual consta de 2 tanques de capacidad y dimensiones perfectamente conocidas, bomba centrífuga y 5 válvulas de bloqueo, como se aprecia en la Fig. V.22 Por comodidad, es conveniente tomar uno de los tanques como "patrón"; corriente abajo de la bomba, después de la válvula (2), irá instalado el medidor por calibrar.

El procedimiento es sencillo, ya que bastará con --- hacer pasar a través del medidor, un volumen de líquido conocido; acto seguido, se observará si el contador marca dicho volumen. Si la lectura obtenida es diferente, el tornillo -- del calibrador deberá girarse en el sentido necesario, tanto como sea requerido para corregir la diferencia existente, tomando en consideración que una vuelta completa del tornillo del calibrador, corresponde aproximadamente a 18 lts.

El medidor estará calibrado, cuando el volumen que - pase a través de él, sea el mismo que marque el contador.⁵



V. 72

FIG. V.22

V.4 Turbo-Medidor

PRINCIPIO BASICO

En este tema se tratará únicamente el medidor "ROCKWELL" que es el turbo-medidor más utilizado en la Industria Petrolera Mexicana, con un rango de 2289 m³/día mínimo, 11,446 m³/día máximo.

Dicho aparato tiene la ventaja de medir el fluido que pasa a través de él, sin importarle la viscosidad ni la temperatura, debido a que esta dotado de dos aditamentos llamados "Compensador de Viscosidad" y "Compensador de Temperatura".

El fluido entra al dispositivo pasando alrededor del difusor de entrada, siguiendo el curso a través del rotor, y originando así la rotación del mismo, pasa después, alrededor del difusor de salida y sale finalmente del Turbo-Medidor.

COMPENSADOR DE VISCOSIDAD: "El Compensador de Viscosidad", proporciona y mantiene invariable la relación de "Flujo de fluido/velocidad del rotor", trayendo como resultado mayor exactitud en el concepto de medida de fluidos, lo que no acontece en otros medidores en los cuales, el principio depende solamente de la relación "tipo de fluido/velocidad del rotor", y, cualquier cambio en la viscosidad o en temperatura afecta la exactitud del medidor.

Dentro del difusor de entrada, se encuentran conectados el cilindro del compensador de viscosidad y el impulsor magnético. El espacio que queda dentro de dicho difusor esta inundado completamente por el fluido por medir, el cual, es suministrado a través de la conexión de abastecimiento del compensador tomado de la sección rectificadora de flujo. Este fluido que acciona al compensador se desplaza a través del espacio libre existente, -- entre la pared interior de la coraza envolvente y la pared exterior del tambor compensador, en forma tal, que cuando este gira, el fluido actúa como freno del rotor previniendolo de velocidades en banda para líquidos de viscosidades más altas.

COMPENSADOR DE TEMPERATURA. Es este un dispositivo que tiene por misión, controlar el error que pueden ocasionar los cambios de temperatura. El compensador consta de un bulbo que con la ayuda de un tubo capilar que contiene mercurio, envía una señal a otro dispositivo que actúa directamente sobre el calibrador retardando o acelerando la velocidad del contador, de acuerdo con la variación de la temperatura.

SELLO DE IMPULSOR MAGNETICO. El sello del impulsor, es un mecanismo magnéticamente acoplado al turbo-rotor y que transmite el movimiento de éste al contador del medidor a través de una conexión que no esta en contacto con el fluido por medir. Esta unidad es lubricada y posteriormente sellada en la fabrica, los cuatro baleros y demás conexiones internas sólo se lubrican cuando se desarman para la revisión de dicha unidad.

CALIBRACION

Para el caso especial de referencia, debido a su gasto mínimo ($2289 \text{ m}^3/\text{día}$), no se tienen las instalaciones adecuadas para su calibración. Por tal razón, se opta por efectuarla con la ayuda de un medidor de desplazamiento positivo previamente calibrado, cuyo gasto mínimo es mayor que el mínimo del turbomedidor.

Para efectuar la calibración, se instala el medidor-patrón en serie con el turbomedidor, corriente abajo de una bomba de capacidad mayor que el gasto mínimo del turbomedidor, pero sin rebasar el gasto máximo del medidor patrón.

Como el medidor patrón, ya esta calibrado lo único por hacer es calibrar el turbomedidor contra dicho medidor. En caso de tener diferencia en los volúmenes indicados en ambos, bastará con accionar el calibrador del turbomedidor en el sentido en el cual, la diferencia de volumen deje de existir, o en caso de que esta subsista, no sea mayor del 1% de error permitido en dichos turbomedidores.

Una vez calibrado se instalará en donde se requiera su uso.

V.5 Computador de Aceite y contenido de Agua.

PRINCIPIO BASICO

El computador de aceite y contenido de agua, está formado por un conjunto de dispositivos que se combinan de tal manera que dan como resultado la obtención de valores volumétricos de líquidos (agua y aceite), que pasan a través de él.

Lo constituyen dispositivos básicos y complementarios. - Siendo los primeros la celda de capacitancia, el chasis electromecánico y el tablero de registro e indicación y los segundos, - un filtro, un medidor de desplazamiento positivo y una caja a -- prueba de explosión. Considerándose como dispositivos básicos -- aquellos que por su principio, son directamente responsables de la obtención de los datos requeridos.

Los elementos básicos del computador son: instrumentos - de medición de capacitancia. Entendiéndose por capacitancia a la cantidad de electricidad que puede ser almacenada en un sistema, mismo que consiste de dos conductores separados entre sí por medio de un material aislante como el aceite, con un potencial o - voltaje dado.

La propiedad aislante del aceite varía de acuerdo con el contenido de agua, por lo que la capacitancia varía de acuerdo con el contenido de agua del líquido que fluye. A esta propiedad de "aislamiento del aceite" se le llama constante dieléctrica, - por lo que puede deducirse que la capacitancia de una celda será directamente proporcional a la constante dieléctrica del aceite.

El computador mide la capacitancia de la celda con el aceite que fluye a través de ella, y por medio de circuitos eléctricos genera una señal proporcional. Dicha señal es transformada por medio de transmisiones mecánicas y eléctricas para indicar el porcentaje de material en suspensión y agua, así como registrar en los contadores la cantidad correcta de líquido y de aceite limpio, estos datos se logran debido a que las señales de energía eléctrica de salida generadas por el chasis electromecánico, son enviadas al tablero de registro o indicación, con la ayuda de siete cables.

Para mejor entendimiento de la unidad en referencia se - explicará a continuación cada uno de los dispositivos que la forman:

CELDA DE CAPACITANCIA. La celda de capacitancia consiste de dos conductores con un baño de plástico separados por el líquido que fluye a través de ella. Poco más arriba de la parte media del conductor central, lleva sendos orificios para poder atornillar en el conductor central un conector, y en su extremo sellado el envolvente lleva un tapón. Cabe mencionar que este último a la vez que sella sirve de aislante entre el conductor central y el envolvente, ya que contiene un material aislante. A dicho tapón va insertada una varilla la cual tiene por misión, con la ayuda del tapón y el conector, comunicar al conductor central con el chasis electromecánico por medio de otro conector.

CHASIS ELECTROMECHANICO El chasis electromecánico es otro de los elementos básicos y consta de componentes electrónicos y mecánicos que van alojados en una caja a prueba de explosión. Se comunica a la celda de capacitancia a través del conector y con la ayuda de una toma mecánica del medidor de desplazamiento, el chasis recibe y transmite al tablero de registro e indicación las señales eléctricas necesarias para obtener los datos siguientes:

- a) El volumen total de fluido
- b) El volumen de aceite limpio
- c) Una indicación continua de por ciento de agua
- d) Un registro continuo de por ciento de agua el cual se obtiene en una gráfica.

La unidad tiene un rango de 0 a 70% en la medida de contenido de agua, es decir lleva adaptado un microswitch de tal manera que al llegar a 70% desconecta al circuito del aceite limpio, no enviando ninguna señal al contador, dicho microswitch es accionado con la ayuda de un disco ovalado que al girar y llegar a 70% lo desconecta.

El rango de este aparato es debido a que se considera -- que no existe ninguna emulsión agua-aceite que contenga más de 70% de agua.

TABLERO DE REGISTRO E INDICACION. El tablero de registro e indicación esta compuesto por dos contadores, el Rustrak y el indicador de por ciento de agua.

El contador superior corresponde a la producción bruta - (gross emulsion).

El contador inferior, a la producción de aceite neto --- (clean oil).

El Rustrak es un registrador que grafica el % de agua - del fluido que pasa a través de la celda de capacitancia.

El indicador de por ciento de agua, es un indicador continuo del por ciento de agua que pasa a través de la celda de capacitancia.

El tablero va comunicado con el chasis electromecánico - por medio de siete cables, estos pueden estar numerados o ser de distintos colores para su fácil identificación.

FILTRO. Este dispositivo es un recipiente dentro del cual va alojado un cedazo. Se encuentra instalado antes del medidor, teniendo por misión evitar el paso de impurezas contenidas en el fluido que pasa a través de él, para que no llegue al medidor de desplazamiento y lo obstruya.

MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO. Es un dispositivo que tiene por misión, medir el volumen de fluido que pasa a través de él, - y se obtiene dicho dato directamente en un contador, graduado generalmente en decalitros. Se encuentra instalado después del filtro y consta de un rotor del cual pasa el aceite por medir y al pasar dicho aceite pone al rotor en movimiento éste es transmitido al contador por medio de un sistema de engranes.

En la parte inferior del contador, va instalada una flecha que tiene por objetivo transmitir mecánicamente con la ayuda de otra flecha de transmisión flexible el mismo movimiento del contador a la flecha del chasis electromecánico, que se encuentra localizado en el fondo de la caja a prueba de explosión.

CAJA A PRUEBA DE EXPLOSION. Como antes se indicó, esta caja sirve de estuche al chasis electromecánico y como su nombre lo indica es a prueba de explosiones. Tiene por objeto evitar que cualquier corto circuito en el chasis, se comunique al exterior provocando un incendio ya que generalmente existe gas en las instalaciones donde son usados, además proteger de la intemperie al chasis electromecánico. Dicha caja mide 6"x12"x12", y va fijada a la celda de capacitancia por medio de 4 tornillos.

INSTALACION

Según recomendación de la casa fabricante la instalación del computador debía efectuarse corriente abajo de un separador y delante de una válvula de control de descarga. Este tipo de -- instalación dejó mucho que desear y ha sido suprimido por tres importantes razones:

- 1) Continuamente se rompían los alabes de los rotores del medidor de desplazamiento positivo debido al paso de gas del separador al tanque de medición, o bien, a que se revasaba el gasto máximo del medidor.
- 2) El volumen que se media no era correcto, ya que además de aceite pasaba una gran cantidad de gas desvirtuando los datos obtenidos.
- 3) Había que tener operando el computador las 24 horas - del día, lo cual acorta la vida de los elementos electrónicos de que consta.

Debido a ello se opto por instalar el computador corriente abajo del tanque de medición, teniendo actualmente dos diferentes tipos de instalación de acuerdo con los tipos de descarga siguientes:

- 1) Descarga por gravedad
- 2) Descarga por bombeo

DESCARGA POR GRAVEDAD. Como su nombre lo indica, en este caso el aceite fluye por gravedad del tanque de medición, pasando a través del computador y descargando finalmente al oleoducto o a otro tanque, según sea el caso de que se trate. Esto se efectúa aprovechando el desnivel positivo existente entre los tanques de medición y el oleoducto o los tanques de almacenamiento a los cuales descargará el aceite medido. La instalación es en el orden siguiente:

- 1) Tanque de medición
- 2) Válvula de compuerta de 2" de \emptyset
- 3) Línea de descarga
- 4) Derivación
- 5) Válvula de compuerta de 2" \emptyset
- 6) Computador de aceite y contenido de agua
- 7) Válvula de compuerta de 2" \emptyset
- 8) Válvula de Retención
- 9) Oleoducto o Tanque de almacenamiento

DESCARGA POR BOMBEO. En este tipo de instalación, los tanques de medición y el oleoducto o los tanques de producción general están al mismo nivel, o bien, la diferencia de cotas es tan pequeña que no alcanza a gravitar el aceite a través de los computadores y en caso de gravitar, no se obtiene el gasto mínimo recomendado por los fabricantes tanto del medidor de desplazamiento positivo, como del computador electrónico. En este caso, se hace uso de un dispositivo (bomba centrífuga), con el cual se hace pasar el aceite de los tanques de medición, a través del computador electrónico, descargando finalmente en el oleoducto o bien a los tanques de almacenamiento de la misma instalación.

La instalación es en el orden siguiente:

- 1) Tanque de medición
- 2) Válvula de compuerta de 2" Ø
- 3) Línea de descarga
- 4) Válvula de compuerta de 2" Ø
- 5) Bomba centrífuga
- 6) Derivación
- 7) Válvula de compuerta de 2" Ø
- 8) Computador de aceite y contenido de agua
- 9) Válvula de compuerta de 2" Ø
- 10) Válvula de Retención
- 11) Oleoducto o tanques de almacenamiento

Es conveniente instalar en los cables de suministro de corriente, antes del tablero de registro, un regulador de voltaje como medida de seguridad para evitar que las variaciones de voltaje dañen a los mecanismos del computador.

TABLA PARA CALIBRACION DE LOS REGISTRADORES
PRESION DIFERENCIAL EN PULGADAS DE AGUA

T A B L A No. I

LECTURA EN DISCO L-10	- RANGO DEL MEDIDOR DE LA PRESION DIFERENCIAL - pg.de agua					
	0-25	0-50	0-100	0-200	0-300	0-400
1	1/4"	1/2"	1"	2"	3"	4"
2	1"	2"	4"	8"	12"	16"
3	2-1/4"	4-1/2"	9"	18"	27"	36"
4	4"	8"	16"	32"	48"	64"
5	6-1/4"	12-1/2"	25"	50"	75"	100"
6	9"	18"	36"	72"	<u>7.95</u>	<u>10.61</u>
7	12-1/4"	24-1/2"	49"	98"	<u>10.83</u>	<u>14.44</u>
8	16"	32"	64"	<u>9.43</u>	<u>14.15</u>	<u>18.86</u>
9	20-1/4"	40-1/2"	81"	<u>11.93</u>	<u>17.90</u>	<u>23.87</u>
10	25"	50"	100"	<u>14.74</u>	<u>22.11</u>	<u>29.48</u>

$$\text{FORMULA: } h_w = \frac{h_u^2 \times R_h}{100} \quad \text{ó bien} \quad h_u = \left[\frac{100 h_w}{R_h} \right]^{1/2}$$

h_w = Presión Diferencial en pulgadas de agua.

h_u = Lectura en Disco L-10 (diferencial)

R_h = Rango del registrador, en pulgadas de agua.

Una pulgada de agua = 0.0737 pulg. de mercurio.

NOTA: Al no disponerse de columna mayor de 100 pulgadas de agua, deberá usar se columna de mercurio. Ver equivalente en la misma tabla. (Valores su brayados).

TABLA PARA CALIBRACION DE REGISTRADORES
LECTURA DE LA GRAFICA EQUIVALENTE A LA PRESION ATMOSFERICA

T A B L A N o . I I

RANGO DEL BOURDON; lb/pq ²	PRESION ATMOSFERICA EN lb/pq ²			
	14.7	14.4	13.4	12.4
50	5.42	5.37	5.18	4.98
100	3.83	3.79	3.66	3.52
250	2.42	2.40	2.32	2.23
500	1.71	1.70	1.64	1.57
1000	1.21	1.20	1.16	1.11
1200	1.105			
3000	0.22			
5000	0.14			

FORMULA:

$$\text{Lectura en gráfica} = 10 \left[\frac{P_a}{R_p} \right]^{1/2}$$

En donde:

P_a = Presión atmosférica del lugar en lbs/pulg².

R_p = Rango del bourdon del registrador (elemento de presión).

TABLA PARA CALIBRACION DE LOS REGISTRADORES

UNIDAD DE PRESION ESTATICA

T A B L A No. III

LECTURA EN GRAFICA. L-10	- DIFERENTES RANGOS DEL REGISTRADOR -									
	100		500		1000		1200		3000	
	kg/cm ²	lb/pg ²	kg/cm ²	lb/pg ²	kg/cm ²	lb/pg ²	kg/cm ²	lb/pg ²	kg/cm ²	lb/pg ²
1.										
1.5										
2					1.78	25.3	2.33	33.2	7.4	105.3
2.5										
3			2.13	30.3	5.12	75.3	6.50	93.3	17.95	255.3
3.5										
4			4.59	65.3	10.22	145.3	12.47	177.3	32.72	465.3
4.5										
5			7.75	110.3	16.55	235.3	20.06	285.3	51.71	735.3
5.5										
6	1.5	21.	11.62	165.3	24.3	345.3	29.77	423.3	74.91	1065.3
6.5										
7	2.4	34	16.2	230.3	33.4	475.3	40.32	573.3	102.34	1455.3
7.5						475				
8	3.5	49	21.47	305.3	44.0	625.3	52.97	753.3	134.0	1905.3
8.5										
9	4.7	66	27.42	290.3	55.9	795.3	67.32	957.3	169.8	2415.3
9.5										
10	6.0	85.3	34.13	485.3	69.28	985.3	83.35	1185.3	209.9	2985.3

T A B L A No. III

(Continuación)

FORMULA:

$$L. Est. = \left[\frac{(P_m + P_a) 100}{R_p} \right]^{1/2} : P_m = \frac{(Lec. Est.)^2 R_p}{100} - P_a$$

En donde:

L. Est. = Lectura de la presión estática en la gráfica.

P_m = Presión manométrica.

P_a = Presión atmosférica.

R_p = Rango del burdon del registrador, (elemento de presión).

TABLA No. IV
VALORES DE "N"

TIEMPO	PIES CUBICOS	GALONES U.S.	BARRILES	METROS ³
Segundo	0.01263	0.09446	0.002249	0.000357
Minuto	0.75760	5.66700	0.134900	0.021400
Hora	45.4600	340.00000	8.096000	1.287000
Día	1091.0000	8161.00000	194.300000	30.89000

CORRECCION POR TEMPERATURA A DENSIDAD DE 20°C/4°C

TEMPERATURA °C	GASOLINAS (0.600-0.759)	KEROSINAS (.760-.829)	GASOILS Y DIESEL OILS (0.830-0.919)	ACEITES PESADOS (0.920-1.000)
10	.0082	.0072	.0065	+.0062
11	.0074	.0063	.0059	+.0056
12	.0066	.0058	.0052	+.0050
13	.0058	.0051	.0046	+.0043
14	.0049	.0043	.0039	+.0037
15	.0041	.0036	.0033	+.0031
16	.0033	.0029	.0026	+.0025
17	.0025	.0022	.0020	+.0019
18	.0016	.0014	.0013	+.0012
19	.0008	.0007	.0007	+.0006
20	.000	.000	.000	-.000
21	.0008	.0007	.0007	-.0006
22	.0016	.0014	.0013	-.0012
23	.0025	.0022	.0020	-.0019
24	.0033	.0029	.0026	-.0025
25	.0041	.0036	.0033	-.0031
26	.0049	.0043	.0039	-.0037
27	.0058	.0051	.0046	-.0043
28	.0066	.0058	.0052	-.0050
29	.0074	.0063	.0059	-.0056
30	.0082	.0072	.0065	-.0062
31	.0091	.0080	.0072	-.0067
32	.0098	.0087	.0078	-.0074
33	.0107	.0094	.0085	-.0081
34	.0116	.0101	.0091	-.0087
35	.0124	.0109	.0098	-.0093
36	.0132	.0116	.0104	-.0099
37	.0140	.0123	.0110	-.0106
38	.0148	.0130	.0117	-.0112
39	.0157	.0138	.0123	-.0118
40	.0165	.0145	.0130	-.0124
41	.0174	.0152	.0136	-.0130
42	.0182	.0160	.0143	-.0136
43	.0190	.0167	.0149	-.0143
44	.0198	.0174	.0156	-.0149
45	.0206	.0181	.0163	-.0155
46	-	.0189	.0169	-.0161
47	-	.0196	.0176	-.0168
48	-	.203	.0182	-.0174
49	-	.0210	.0188	-.0180
50	-	.0217	.0195	-.0186
51	-	-	.0202	-.0192
52	-	-	.0208	-.0198
53	-	-	.0214	-.0205

T A B L A No. V

CORRECCION POR TEMPERATURA A DENSIDAD DE 20°C/4°C

TEMPERATURA °C	GASOLINAS (0.600-0.759)	KEROSINAS (0.760-829)	GASOILS Y DIESEL OILS (0.830-0.919)	ACEITES PESADOS (0.920-1.000)
54	-	-	.0221	-.0211
55	-	-	.0227	-.0217
56	-	-	.0234	-.0223
57	-	-	.0241	-.0229
58	-	-	.0247	-.0236
59	-	-	.0254	-.0242
60	-	-	.0260	-.0248
61	-	-	.0267	-.0254
62	-	-	.0273	-.0260
63	-	-	.0280	-.0267
64	-	-	.0286	-.0273
65	-	-	.0293	-.0279
66	-	-	.0299	-.0285
67	-	-	.0306	-.0292
68	-	-	.0312	-.0298
69	-	-	.0319	-.0304
70	-	-	.0325	-.0311

T A B L A No. VI

VALORES DE "S" PARA CONEXION BRIDA

$$s = 0.598\beta^2 + 0.01\beta^3 + 0.00001947\beta^2 (10\beta)^{4.425}$$

d/d_i	s	d/d_i	s	d/d_i	s
.080	.003832	.114	.007707	.148	.01313
.081	.003929	.115	.007924	.149	.01331
.082	.004027	.116	.008063	.150	.01349
.083	.004125	.117	.008203	.151	.01367
.084	.004225	.118	.008344	.152	.01385
.085	.004327	.119	.008486	.153	.01404
.086	.004429	.120	.008629	.154	.01422
.087	.004533	.121	.008774	.155	.01441
.088	.004638	.122	.008919	.156	.01459
.089	.004744	.123	.009066	.157	.01478
.090	.004851	.124	.009215	.158	.01497
.091	.004960	.125	.009364	.159	.01516
.092	.005069	.126	.009515	.160	.01535
.093	.005180	.127	.009666	.161	.01555
.094	.005292	.128	.009820	.162	.01575
.095	.005406	.129	.009974	.163	.01595
.096	.005520	.130	.01013	.164	.01615
.097	.005636	.131	.01029	.165	.01635
.098	.005753	.132	.01044	.166	.01654
.099	.005871	.133	.01060	.167	.01674
.100	.005990	.134	.01076	.168	.01694
.101	.006111	.135	.01092	.169	.01714
.102	.006232	.136	.01109	.170	.01734
.103	.006355	.137	.01125	.171	.01755
.104	.006479	.138	.01142	.172	.01776
.105	.006605	.139	.01158	.173	.01797
.106	.006731	.140	.01175	.174	.01818
.107	.006859	.141	.01192	.175	.01839
.108	.006988	.142	.01209	.176	.01860
.109	.007118	.143	.01226	.177	.01881
.110	.007249	.144	.01244	.178	.01902
.111	.007382	.145	.01261	.179	.01923
.112	.007516	.146	.01278	.180	.01944
.113	.007651	.147	.01295	.181	.01966
.114	.007787	.148	.01313	.182	.01989

T A B L A No. VI

VALORES DE "S" PARA CONEXION BRIDA.

d/d_i	S	d/d_i	S	d/d_i	S
.182	.01989	.219	.02882	.256	.03945
.183	.02011	.220	.02908	.257	.03976
.184	.02033	.221	.02935	.258	.04007
.185	.02056	.222	.02962	.259	.04038
.186	.02078	.223	.02990	.260	.04069
.187	.02100	.224	.03017	.261	.04101
.188	.02122	.225	.03044	.262	.04133
.189	.02145	.226	.03071	.263	.04166
.190	.02167	.227	.03098	.264	.04198
.191	.02190	.229	.03125	.265	.04230
.192	.02214	.229	.03153	.266	.04262
.193	.02237	.230	.03180	.267	.04294
.194	.02261	.231	.03208	.268	.04326
.195	.02284	.232	.03237	.269	.04358
.196	.02308	.233	.03265	.270	.04391
.197	.02331	.234	.03293	.271	.04424
.198	.02355	.235	.03322	.272	.04457
.199	.02378	.236	.03350	.273	.04491
.200	.02402	.237	.03379	.274	.04524
.201	.02426	.238	.03407	.275	.04558
.202	.02451	.239	.03435	.276	.04591
.203	.02476	.240	.03464	.277	.04625
.204	.02500	.241	.03493	.278	.04658
.205	.02525	.242	.03523	.279	.04691
.206	.02550	.243	.03553	.280	.04725
.207	.02575	.244	.03582	.281	.04759
.208	.02599	.245	.03612	.282	.04794
.209	.02624	.246	.03642	.283	.04829
.210	.02649	.247	.03671	.284	.04864
.211	.02675	.248	.03701	.285	.04898
.212	.02701	.249	.03730	.286	.04933
.213	.02727	.250	.03760	.287	.04968
.214	.02752	.251	.03791	.288	.05002
.215	.02778	.252	.03822	.289	.05037
.216	.02804	.253	.03853	.290	.05072
.217	.02830	.254	.03884	.291	.05108
.218	.02856	.255	.03915	.292	.05144
.219	.02882	.256	.03945	.293	.05180

T A B L A No. VI

VALORES DE "S" PARA CONEXION BRIDA.

d/d_i	S	d/d_i	S	d/d_i	S
.293	.05180	.330	.06590	.367	.08188
.294	.05216	.331	.06631	.368	.08233
.295	.05252	.332	.06673	.369	.08279
.296	.05288	.333	.06714	.370	.08324
.297	.05324	.334	.06755	.371	.08371
.298	.05360	.335	.06796	.372	.08418
.299	.05396	.336	.06838	.373	.08465
.300	.05432	.337	.06879	.374	.08512
.301	.05469	.338	.06920	.375	.08559
.302	.05506	.339	.06962	.376	.08606
.303	.05544	.340	.07003	.377	.08653
.304	.05581	.341	.07045	.378	.08700
.305	.05618	.342	.07088	.379	.08746
.306	.05655	.343	.07131	.380	.08793
.307	.05693	.344	.07173	.381	.08842
.308	.05730	.345	.07216	.382	.08890
.309	.05767	.346	.07259	.383	.08938
.310	.05805	.347	.07302	.384	.08987
.311	.05843	.348	.07344	.385	.09035
.312	.05882	.349	.07386	.386	.09084
.313	.05920	.350	.07429	.387	.09132
.314	.05959	.351	.07473	.388	.09181
.315	.05998	.352	.07517	.389	.09229
.316	.06036	.353	.07562	.390	.09277
.317	.06075	.354	.07606	.391	.09327
.318	.06113	.355	.07650	.392	.09377
.319	.06152	.356	.07694	.393	.09427
.320	.06191	.357	.07738	.394	.09476
.321	.06231	.358	.07782	.395	.09526
.322	.06270	.359	.07826	.396	.09576
.323	.06310	.360	.07870	.397	.09626
.324	.06350	.361	.07915	.398	.09676
.325	.06390	.362	.07961	.399	.09726
.326	.06430	.363	.08006	.400	.09776
.327	.06470	.364	.08052	.401	.09827
.328	.06510	.365	.08097	.402	.09878
.329	.06550	.366	.08143	.403	.09930
.330	.06590	.367	.08188	.404	.09981

T A B L A No. VI

VALORES DE "S" PARA CONEXION BRIDA.

d/d_i	s	d/d_i	s	d/d_i	s
.404	.09981	.441	.1198	.478	.1422
.405	.1003	.442	.1204	.479	.1429
.406	.1008	.443	.1210	.480	.1435
.407	.1014	.444	.1216	.481	.1442
.408	.1019	.445	.1221	.482	.1448
.409	.1024	.446	.1227	.483	.1455
.410	.1029	.447	.1233	.484	.1461
.411	.1034	.448	.1239	.485	.1468
.412	.1040	.449	.1245	.486	.1474
.413	.1045	.450	.1251	.487	.1481
.414	.1050	.451	.1256	.488	.1487
.415	.1055	.452	.1263	.489	.1494
.416	.1061	.453	.1269	.490	.1500
.417	.1066	.454	.1275	.491	.1507
.418	.1071	.455	.1280	.492	.1514
.419	.1077	.456	.1286	.493	.1521
.420	.1082	.457	.1292	.494	.1527
.421	.1087	.458	.1298	.495	.1534
.422	.1093	.459	.1304	.496	.1541
.423	.1098	.460	.1310	.497	.1548
.424	.1104	.461	.1316	.498	.1554
.425	.1109	.462	.1323	.499	.1561
.426	.1115	.463	.1329	.500	.1568
.427	.1120	.464	.1335	.501	.1575
.428	.1126	.465	.1341	.502	.1582
.429	.1131	.466	.1347	.503	.1589
.430	.1137	.467	.1353	.504	.1595
.431	.1142	.468	.1360	.505	.1602
.432	.1148	.469	.1366	.506	.1609
.433	.1153	.470	.1372	.507	.1616
.434	.1159	.471	.1378	.508	.1623
.435	.1164	.472	.1384	.509	.1630
.436	.1170	.473	.1391	.510	.1637
.437	.1176	.474	.1397	.511	.1644
.438	.1181	.475	.1404	.512	.1651
.439	.1187	.476	.1410	.513	.1658
.440	.1192	.477	.1416	.514	.1666
.441	.1198	.478	.1422	.515	.1673

T A B L A No. VI

VALORES DE "S" PARA CONEXION BRIDA.

d/d_i	s	d/d_i	s	d/d_i	s
.626	.2624	.663	.3027	.700	.3488
.627	.2634	.664	.3039	.701	.3502
.628	.2644	.665	.3051	.702	.3515
.629	.2654	.666	.3063	.703	.3529
.630	.2665	.667	.3074	.704	.3543
.631	.2675	.668	.3086	.705	.3556
.632	.2686	.669	.3098	.706	.3570
.633	.2696	.670	.3110	.707	.3583
.634	.2707	.671	.3122	.708	.3597
.635	.2717	.672	.3134	.709	.3610
.636	.2728	.673	.3146	.710	.3624
.637	.2738	.674	.3158	.711	.3638
.638	.2749	.675	.3171	.712	.3652
.639	.2760	.676	.3183	.713	.3666
.640	.2770	.677	.3195	.714	.3680
.641	.2781	.678	.3207	.715	.3694
.642	.2792	.679	.3219	.716	.3709
.643	.2803	.680	.3231	.717	.3723
.644	.2814	.681	.3244	.718	.3737
.645	.2825	.682	.3257	.719	.3751
.646	.2836	.683	.3269	.720	.3765
.647	.2847	.684	.3282	.721	.3780
.648	.2857	.685	.3294	.722	.3794
.649	.2868	.686	.3307	.723	.3809
.650	.2879	.687	.3320	.724	.3823
.651	.2891	.688	.3332	.725	.3838
.652	.2902	.689	.3345	.726	.3853
.653	.2913	.690	.3357	.727	.3867
.654	.2924	.691	.3370	.728	.3882
.655	.2936	.692	.3384	.729	.3897
.656	.2947	.693	.3397	.730	.3911
.657	.2958	.694	.3410	.731	.3926
.658	.2970	.695	.3423	.732	.3942
.659	.2981	.696	.3436	.733	.3957
.660	.2992	.697	.3449	.734	.3972
.661	.3004	.698	.3462	.735	.3988
.662	.3016	.699	.3475	.736	.4003
.663	.3027	.700	.3488	.737	.4018

T A B L A No. VI

VALORES DE "S" PARA CONEXION BRIDA.

d/d_i	s	d/d_i	s	d/d_i	s
.737	.4018	.758	.4353	.779	.4718
.738	.4033	.759	.4370	.780	.4735
.739	.4048	.760	.4386	.781	.4754
.740	.4064	.761	.4403	.782	.4772
.741	.4079	.762	.4420	.783	.4791
.742	.4095	.763	.4438	.784	.4809
.743	.4111	.764	.4455	.785	.4828
.744	.4127	.765	.4472	.786	.4846
.745	.4143	.766	.4489	.787	.4865
.746	.4159	.767	.4506	.788	.4884
.747	.4174	.768	.4523	.789	.4902
.748	.4190	.769	.4540	.790	.4921
.749	.4206	.770	.4557	.791	.4940
.750	.4222	.771	.4575	.792	.4959
.751	.4238	.772	.4593	.793	.4978
.752	.4255	.773	.4611	.794	.4998
.753	.4271	.774	.4629	.795	.5017
.754	.4288	.775	.4646	.796	.5036
.755	.4304	.776	.4664	.797	.5056
.756	.4320	.777	.4682	.798	.5075
.757	.4337	.778	.4700	.799	.5094
.758	.4353	.779	.4718	.800	.5113

T A B L A No. VII

F_a . - CORRECCION POR EXPANSION TERMICA DEL DISPOSITIVO PRIMARIO (PLACA DE ORIFICIO)

TEMPERATURA EN LA PLACA DE ORIFICIO. °F.

2% C _R M _O	5% C _R M _O	BRONCE	ACERO	TIPO 410	MONEL	TIPO 316 ó TIPO 304	FACTOR DE CORRECCION F_a
-220°	-241°	-124°	-205°	-225°	-229°	-174°	.996
-140°	-155°	- 72°	-129°	-144°	-165°	-122°	.997
- 60°	- 69°	- 20°	- 53°	- 63°	-101°	- 70°	.998
20°	17°	32°	23°	19°	- 37°	- 18°	.999
					28°	34°	1.000
100°	103°	84°	99°	101°	92°	86°	1.001
178°	185°	136°	175°	183°	157°	139°	1.002
253°	263°	188°	248°	265°	221°	191°	1.003
325°	338°	237°	319°	346°	285°	244°	1.004
395°	413°	287°	385°	428°	350°	296°	1.005
462°	486°	335°	450°	509°	414°	349°	1.006
527°	556°	382°	515°	591°	479°	402°	1.007
591°	623°	428°	576°	673°	543°	454°	1.008
653°	689°	475°	637°	754°	607°	507°	1.009
712°	753°	521°	697°	836°	672°	559°	1.010
771°	817°	756°	918°	736°	612°	1.011
828°	880°	813°	1000°	801°	664°	1.012
885°	941°	869°	1081°	865°	717°	1.013
941°	1002°	924°°	929°	769°	1.014
997°	1065°	978°	994°	822°	1.015
1051°	1126°	1033°	

TABLA No. VIII

TABLA PARA SELLOS "F_s"

Densidad del líquido sellante a 60°F	Grado API a 60°F	Sellos de 4" Ø (F _s) Rango del medidor		Sellos (F _s) de 1" Ø ó más
		50" agua	100" agua	
0.60	104.3	0.9906	0.9875	0.9844
0.65	86.2	0.9917	0.9890	0.9864
0.70	70.6	0.9928	0.9906	0.9882
0.75	57.2	0.9940	0.9921	0.9902
0.80	45.4	0.9952	0.9936	0.9921
0.85	35.0	0.9963	0.9952	0.9941
0.90	25.7	0.9975	0.9968	0.9960
0.95	17.5	0.9989	0.9985	0.9980
1.00	10.0	1.0000	1.000	1.0000

$$\text{DENSIDAD } ^\circ\text{API} = \frac{141.5}{\text{DENSIDAD } 60^\circ/60^\circ\text{F}} - 131.5$$

$$\text{DENSIDAD } 60/60^\circ\text{F} = \frac{141.5}{131.5 + \text{DENSIDAD } ^\circ\text{API}}$$

$$^\circ\text{BOUME} = \frac{140}{\text{DENSIDAD } 60/60^\circ\text{F}} - 130$$

$$\text{DENSIDAD } 60/60^\circ\text{F} = \frac{140}{130 + ^\circ\text{BOUME}}$$

T A B L A No. IX

F_m .- FACTOR POR SELLO PARA MEDIDORES CON MERCURIO.

$$F_m = (1 - 0.073 \gamma_s)^{1/2}$$

γ_s	F _m	γ_s	F _m	γ_s	F _m	γ_s	F _m
.000	1.000	.524	.980	1.051	.960	1.567	.940
.014	.999	.551	.979	1.077	.959	1.592	.939
.041	.998	.577	.978	1.103	.958	1.618	.938
.068	.997	.604	.977	1.129	.957	1.643	.937
.095	.996	.630	.976	1.155	.956	1.668	.936
.122	.995	.657	.975	1.181	.955	1.694	.935
.149	.994	.683	.974	1.207	.954	1.719	.934
.176	.993	.710	.973	1.233	.953	1.745	.933
.203	.992	.736	.972	1.258	.952	1.770	.932
.230	.991	.762	.971	1.284	.951	1.795	.931
.257	.990	.789	.970	1.310	.950	1.820	.930
.283	.989	.815	.969	1.336	.949	1.846	.929
.310	.988	.841	.968	1.362	.948	1.871	.928
.337	.987	.868	.967	1.387	.947	1.896	.927
.364	.986	.894	.966	1.413	.946	1.921	.926
.391	.985	.920	.965	1.439	.945	1.946	.925
.417	.984	.946	.964	1.464	.944	1.972	.924
.444	.983	.972	.963	1.490	.943	1.997	.923
.471	.982	.999	.962	1.516	.942	2.022	.922
.497	.981	1.025	.961	1.541	.941	2.047	.921
.524		1.051		1.567		2.072	

*PARA CUALQUIER OTRO TIPO DE MEDIDOR, QUE NO LLEVE MERCURIO, EL FACTOR F_m = 1.0000

T A B L A No. X

VALORES DE d_i PARA DIFERENTES DIAMETROS DE LINEA.

Diam. Nom.	Cedula	d_i	d_i^2
2"	40	2.067	4.272
	80	1.939	3.760
	160	1.689	2.853
3"	40	3.068	9.413
	80	2.900	8.410
	160	2.626	6.896
4"	40	4.026	16.21
	80	3.826	14.64
	120	3.626	13.15
	160	3.438	11.82
6"	40	6.065	36.78
	80	5.761	33.19
	120	5.501	30.26
	160	5.189	26.93
8"	30	8.071	65.14
	40	7.981	63.70
	60	7.813	61.40
	80	7.625	58.14
	100	7.439	55.34
	120	7.189	51.68
	160	6.813	46.42
10"	30	10.136	102.7
	40	10.020	100.4

Diametro Nominal	Cedula	d_i	d_i^2
	60	9.750	95.06
	80	9.564	91.47
	100	9.314	86.75
	120	9.064	82.16
	140	8.750	75.56
12"	160	8.500	72.25
	30	12.09	146.2
	40	11.938	142.5
	60	11.626	135.2
	80	11.376	129.4
	100	11.064	122.4
14"	120	10.750	115.6
	140	10.500	110.3
	160	10.126	102.5
	30	13.250	175.6
16"	30	15.250	232.6
	40	15.000	225.0
	60	14.688	215.7
	80	14.314	204.9
18"	30	17.126	293.3
	40	16.876	284.8
20"	30	19.000	361.0
24"	30	22.876	523.3

T A B L A No. XI

F_{pb} - FACTORES PARA CAMBIAR DE UNA PRESION BASE DE 14.73 lb/pg² abs
A OTRAS PRESIONES BASES

PRESION BASE lb/pg ² abs	F_{pb}
14.223	1.0356
14.4	1.0229
14.525	1.0141
14.65	1.0055
14.70	1.0020
14.73	1.0000
14.775	.9970
14.90	.9886
15.025	.9804
15.15	.9723
15.225	.9675
15.275	.9643
15.325	.9612
15.40	.9565
15.525	.9488
15.65	.9412
15.775	.9338
15.90	.9264
16.025	.9192
16.15	.9121
16.275	.9051
16.40	.8982
16.70	.8820

T A B L A No. XII

F_{tb} .- FACTORES PARA CAMBIAR DE UNA TEMPERATURA BASE DE 60°F A OTRAS TEMPERATURAS BASES.

TEMPERATURA °F	F_{tb}	TEMPERATURA °F	F_{tb}
40	.9615	65	1.0096
41	.9635	66	1.0115
42	.9654	67	1.0135
43	.9673	68	1.0154
44	.9692	69	1.0173
45	.9712	70	1.0192
46	.9731	71	1.0212
47	.9750	72	1.0231
48	.9769	73	1.0250
49	.9788	74	1.0269
50	.9808	75	1.0288
51	.9827	76	1.0308
52	.9846	77	1.0327
53	.9865	78	1.0346
54	.9885	79	1.0365
55	.9904	80	1.0385
56	.9923	81	1.0404
57	.9942	82	1.0423
58	.9962	83	1.0442
59	.9981	84	1.0462
60	1.0000	85	1.0481
61	1.0019	86	1.0500
62	1.0038	87	1.0519
63	1.0058	88	1.0538
64	1.0077	89	1.0558
		90	1.0577

F_q - FACTOR POR DENSIDAD.

γ_q	.000	.001	.002	.003	.004	.005	.006	.007	.008	.009
.550	1.3484	1.3472	1.3460	1.3447	1.3435	1.3423	1.3411	1.3399	1.3387	1.3375
.560	1.3363	1.3351	1.3339	1.3327	1.3316	1.3304	1.3292	1.3280	1.3269	1.3257
.570	1.3245	1.3234	1.3222	1.3211	1.3199	1.3188	1.3176	1.3165	1.3153	1.3142
.580	1.3131	1.3119	1.3108	1.3097	1.3086	1.3074	1.3063	1.3052	1.3041	1.3030
.590	1.3019	1.3008	1.2997	1.2986	1.2975	1.2964	1.2953	1.2942	1.2932	1.2921
.600	1.2910	1.2899	1.2888	1.2878	1.2867	1.2856	1.2846	1.2835	1.2825	1.2814
.610	1.2804	1.2793	1.2783	1.2772	1.2762	1.2752	1.2741	1.2731	1.2720	1.2710
.620	1.2700	1.2690	1.2680	1.2669	1.2659	1.2649	1.2639	1.2629	1.2619	1.2609
.630	1.2599	1.2589	1.2579	1.2569	1.2559	1.2549	1.2539	1.2529	1.2520	1.2510
.640	1.2500	1.2490	1.2480	1.2471	1.2461	1.2451	1.2442	1.2432	1.2423	1.2413
.650	1.2403	1.2394	1.2384	1.2375	1.2365	1.2356	1.2347	1.2337	1.2328	1.2318
.660	1.2309	1.2300	1.2290	1.2281	1.2272	1.2263	1.2254	1.2244	1.2235	1.2226
.670	1.2217	1.2208	1.2199	1.2190	1.2181	1.2172	1.2163	1.2154	1.2145	1.2136
.680	1.2127	1.2118	1.2109	1.2100	1.2091	1.2082	1.2074	1.2065	1.2056	1.2047
.690	1.2039	1.2030	1.2021	1.2012	1.2004	1.1995	1.1986	1.1978	1.1969	1.1961
.700	1.1952	1.1944	1.1935	1.1927	1.1918	1.1910	1.1901	1.1893	1.1884	1.1876
.710	1.1868	1.1859	1.1851	1.1843	1.1834	1.1826	1.1818	1.1810	1.1802	1.1793
.720	1.1785	1.1777	1.1769	1.1761	1.1752	1.1744	1.1736	1.1728	1.1720	1.1712
.730	1.1704	1.1696	1.1688	1.1680	1.1672	1.1664	1.1656	1.1648	1.1640	1.1633
.740	1.1625	1.1617	1.1609	1.1601	1.1593	1.1586	1.1578	1.1570	1.1562	1.1555
.750	1.1547	1.1539	1.1532	1.1524	1.1516	1.1509	1.1501	1.1493	1.1486	1.1478
.760	1.1471	1.1463	1.1456	1.1448	1.1441	1.1433	1.1426	1.1418	1.1411	1.1403
.770	1.1396	1.1389	1.1381	1.1374	1.1366	1.1359	1.1352	1.1345	1.1337	1.1330
.780	1.1323	1.1316	1.1308	1.1301	1.1294	1.1287	1.1279	1.1272	1.1265	1.1258
.790	1.1251	1.1244	1.1237	1.1230	1.1222	1.1215	1.1208	1.1201	1.1194	1.1187
.800	1.1180	1.1173	1.1166	1.1159	1.1152	1.1146	1.1139	1.1132	1.1125	1.1118
.810	1.1111	1.1104	1.1097	1.1090	1.1084	1.1077	1.1070	1.1063	1.1057	1.1050
.820	1.1043	1.1036	1.1030	1.1023	1.1016	1.1010	1.1003	1.0996	1.0990	1.0983
.830	1.0976	1.0970	1.0963	1.0957	1.0950	1.0944	1.0937	1.0930	1.0924	1.0917
.840	1.0911	1.0904	1.0898	1.0891	1.0885	1.0878	1.0872	1.0866	1.0859	1.0853
.850	1.0846	1.0840	1.0834	1.0827	1.0821	1.0815	1.0808	1.0802	1.0796	1.0790
.860	1.0783	1.0777	1.0771	1.0764	1.0758	1.0752	1.0746	1.0740	1.0733	1.0727
.870	1.0721	1.0715	1.0709	1.0703	1.0696	1.0690	1.0684	1.0678	1.0672	1.0666
.880	1.0660	1.0654	1.0648	1.0642	1.0636	1.0630	1.0624	1.0618	1.0612	1.0606
.890	1.0600	1.0594	1.0588	1.0582	1.0576	1.0570	1.0564	1.0558	1.0553	1.0547
.900	1.0541	1.0535	1.0529	1.0523	1.0518	1.0512	1.0506	1.0500	1.0494	1.0489
.910	1.0483	1.0477	1.0471	1.0466	1.0460	1.0454	1.0448	1.0443	1.0437	1.0431
.920	1.0426	1.0420	1.0414	1.0409	1.0403	1.0398	1.0392	1.0386	1.0381	1.0375
.930	1.0370	1.0364	1.0358	1.0353	1.0347	1.0342	1.0336	1.0331	1.0325	1.0320
.940	1.0314	1.0309	1.0303	1.0298	1.0292	1.0287	1.0281	1.0276	1.0270	1.0265
.950	1.0260	1.0254	1.0249	1.0244	1.0238	1.0233	1.0228	1.0222	1.0217	1.0212
.960	1.0206	1.0201	1.0196	1.0190	1.0185	1.0180	1.0174	1.0169	1.0164	1.0159
.970	1.0153	1.0148	1.0143	1.0138	1.0132	1.0127	1.0122	1.0117	1.0112	1.0107
.980	1.0102	1.0096	1.0091	1.0086	1.0081	1.0076	1.0071	1.0066	1.0060	1.0055
.990	1.0050	1.0045	1.0040	1.0035	1.0030	1.0025	1.0020	1.0015	1.0010	1.0005

F_{t_f} - FACTORES PARA CAMBIAR DE UNA TEMPERATURA DE ESCURRIMIENTO DE
60°F A OTRAS TEMPERATURAS DE ESCURRIMIENTO.

TEMPERATURA °F	F_{t_f}	TEMPERATURA °F	F_{t_f}	TEMPERATURA °F	F_{t_f}
1	1.0621	51	1.0088	101	.9628
2	1.0609	52	1.0078	102	.9619
3	1.0598	53	1.0068	103	.9610
4	1.0586	54	1.0058	104	.9602
5	1.0575	55	1.0048	105	.9594
6	1.0564	56	1.0039	106	.9585
7	1.0552	57	1.0029	107	.9577
8	1.0541	58	1.0019	108	.9568
9	1.0530	59	1.0010	109	.9560
10	1.0518	60	1.0000	110	.9551
11	1.0507	61	.9990	111	.9543
12	1.0496	62	.9981	112	.9535
13	1.0485	63	.9971	113	.9526
14	1.0474	64	.9962	114	.9518
15	1.0463	65	.9952	115	.9510
16	1.0452	66	.9943	116	.9501
17	1.0441	67	.9933	117	.9493
18	1.0430	68	.9924	118	.9485
19	1.0419	69	.9915	119	.9477
20	1.0408	70	.9905	120	.9469
21	1.0398	71	.9896	121	.9460
22	1.0387	72	.9887	122	.9452
23	1.0376	73	.9877	123	.9444
24	1.0365	74	.9868	124	.9436
25	1.0355	75	.9859	125	.9428
26	1.0344	76	.9850	126	.9420
27	1.0333	77	.9840	127	.9412
28	1.0323	78	.9831	128	.9404
29	1.0312	79	.9822	129	.9396
30	1.0302	80	.9813	130	.9388
31	1.0291	81	.9804	131	.9380
32	1.0281	82	.9795	132	.9372
33	1.0270	83	.9786	133	.9364
34	1.0260	84	.9777	134	.9356
35	1.0249	85	.9768	135	.9349
36	1.0239	86	.9759	136	.9341
37	1.0229	87	.9750	137	.9333
38	1.0218	88	.9741	138	.9325
39	1.0208	89	.9732	139	.9317
40	1.0198	90	.9723	140	.9309
41	1.0188	91	.9715	141	.9302
42	1.0178	92	.9706	142	.9294
43	1.0168	93	.9697	143	.9286
44	1.0158	94	.9688	144	.9279
45	1.0147	95	.9680	145	.9271
46	1.0137	95	.9671	146	.9263
47	1.0127	97	.9662	147	.9256
48	1.0117	98	.9653	148	.9248
49	1.0108	99	.9645	149	.9240
50	1.0098	100	.9636	150	.9233

FACTORES DE SUPERCOMPRESIBILIDAD PARA DENSIDADES COMPRENDIDAS ENTRE
0.560 Y 0.650 ESTOS FACTORES SON APLICABLES PARA TEMPERATURAS COM-
PRENDIDAS ENTRE 60 Y 64°F.-

PRESION MANO METRICA EN - lb/qa ²	D E N S I D A D									
	.560	.570	.580	.590	.600	.610	.620	.630	.640	.650
10	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001
20	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002
30	1.002	1.002	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003
40	1.003	1.003	1.003	1.003	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004
50	1.004	1.004	1.004	1.004	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.006
60	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.006	1.006	1.006	1.006	1.007
70	1.005	1.006	1.006	1.006	1.006	1.007	1.007	1.007	1.007	1.008
80	1.006	1.006	1.006	1.006	1.007	1.007	1.007	1.008	1.008	1.008
90	1.007	1.007	1.007	1.007	1.008	1.008	1.008	1.009	1.009	1.009
100	1.007	1.008	1.008	1.008	1.009	1.009	1.009	1.010	1.010	1.010
110	1.008	1.008	1.009	1.009	1.010	1.010	1.010	1.011	1.011	1.011
120	1.009	1.009	1.010	1.010	1.010	1.011	1.011	1.012	1.012	1.012
130	1.009	1.010	1.010	1.011	1.011	1.012	1.012	1.013	1.013	1.013
140	1.010	1.011	1.011	1.012	1.012	1.013	1.013	1.014	1.014	1.014
150	1.011	1.011	1.012	1.012	1.013	1.013	1.014	1.014	1.015	1.015
160	1.012	1.012	1.013	1.013	1.014	1.014	1.015	1.015	1.016	1.016
170	1.012	1.013	1.013	1.014	1.014	1.015	1.015	1.016	1.017	1.017
180	1.013	1.013	1.014	1.015	1.015	1.016	1.016	1.017	1.018	1.019
190	1.014	1.014	1.015	1.015	1.016	1.016	1.017	1.018	1.019	1.020
200	1.014	1.015	1.016	1.016	1.017	1.017	1.018	1.019	1.020	1.021
210	1.015	1.015	1.016	1.017	1.018	1.018	1.019	1.020	1.021	1.022
220	1.016	1.016	1.017	1.017	1.018	1.019	1.020	1.021	1.022	1.023
230	1.016	1.017	1.018	1.018	1.019	1.020	1.021	1.022	1.023	1.024
240	1.017	1.018	1.019	1.019	1.020	1.021	1.022	1.023	1.024	1.025
250	1.018	1.018	1.019	1.020	1.021	1.022	1.023	1.024	1.025	1.026
260	1.018	1.019	1.020	1.021	1.022	1.023	1.024	1.025	1.026	1.027
270	1.019	1.020	1.021	1.022	1.023	1.024	1.025	1.026	1.027	1.028
280	1.019	1.020	1.021	1.022	1.023	1.024	1.025	1.027	1.028	1.029
290	1.020	1.021	1.022	1.023	1.024	1.025	1.026	1.028	1.029	1.030
300	1.021	1.022	1.023	1.024	1.025	1.026	1.027	1.029	1.030	1.031
310	1.021	1.022	1.023	1.024	1.025	1.027	1.028	1.030	1.031	1.032
320	1.022	1.023	1.024	1.025	1.026	1.028	1.029	1.031	1.032	1.033
330	1.023	1.024	1.025	1.026	1.027	1.029	1.030	1.032	1.033	1.035
340	1.023	1.024	1.026	1.027	1.028	1.030	1.031	1.033	1.034	1.036
350	1.024	1.025	1.026	1.028	1.029	1.031	1.032	1.034	1.035	1.037
360	1.025	1.026	1.027	1.028	1.030	1.032	1.033	1.035	1.036	1.038
370	1.025	1.027	1.028	1.029	1.031	1.032	1.034	1.036	1.037	1.039
380	1.026	1.027	1.029	1.030	1.032	1.033	1.035	1.036	1.038	1.040
390	1.027	1.028	1.029	1.031	1.032	1.034	1.036	1.037	1.039	1.041
400	1.027	1.029	1.030	1.032	1.033	1.035	1.037	1.038	1.040	1.042
410	1.028	1.030	1.031	1.032	1.034	1.036	1.038	1.039	1.041	1.043
420	1.029	1.030	1.032	1.033	1.035	1.037	1.039	1.040	1.042	1.044
430	1.029	1.031	1.032	1.034	1.036	1.038	1.040	1.041	1.043	1.046
440	1.030	1.032	1.033	1.035	1.037	1.039	1.041	1.042	1.044	1.047
450	1.031	1.032	1.034	1.036	1.038	1.040	1.042	1.044	1.046	1.048
460	1.031	1.033	1.035	1.037	1.039	1.041	1.043	1.045	1.047	1.049
470	1.032	1.034	1.036	1.038	1.040	1.042	1.044	1.046	1.048	1.050
480	1.033	1.035	1.037	1.039	1.041	1.043	1.045	1.047	1.049	1.051
490	1.034	1.036	1.038	1.040	1.042	1.044	1.046	1.048	1.050	1.052
500	1.035	1.037	1.039	1.041	1.043	1.045	1.047	1.049	1.051	1.053

FACTORES DE SUPERCOMPRESIBILIDAD PARA DENSIDADES COMPRENDIDAS ENTRE 0.660 Y 0.750 ESTOS FACTORES SON APLICABLES PARA TEMPERATURAS COMPRENDIDAS ENTRE 60 Y 64°F.-

DENSIDAD

	.660	.670	.680	.690	.700	.710	.720	.730	.740	.750
10	1.001	1.001	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002
20	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003
30	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004
40	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.006	1.006	1.006	1.006
50	1.006	1.006	1.006	1.007	1.007	1.007	1.007	1.007	1.007	1.007
60	1.007	1.007	1.007	1.008	1.008	1.008	1.009	1.009	1.009	1.009
70	1.008	1.008	1.008	1.009	1.009	1.009	1.010	1.010	1.010	1.010
80	1.009	1.009	1.009	1.010	1.010	1.010	1.011	1.011	1.011	1.012
90	1.010	1.010	1.011	1.011	1.011	1.011	1.012	1.012	1.012	1.013
100	1.011	1.011	1.012	1.012	1.012	1.013	1.013	1.013	1.014	1.015
110	1.012	1.012	1.013	1.013	1.014	1.014	1.015	1.015	1.015	1.016
120	1.013	1.013	1.014	1.015	1.015	1.015	1.016	1.016	1.017	1.018
130	1.014	1.014	1.015	1.016	1.016	1.016	1.017	1.017	1.018	1.019
140	1.015	1.015	1.016	1.017	1.017	1.017	1.018	1.018	1.019	1.020
150	1.016	1.016	1.017	1.018	1.019	1.019	1.020	1.020	1.021	1.022
160	1.017	1.018	1.018	1.019	1.020	1.020	1.021	1.021	1.022	1.023
170	1.018	1.019	1.020	1.020	1.021	1.022	1.022	1.022	1.024	1.025
180	1.019	1.020	1.021	1.021	1.022	1.023	1.024	1.024	1.025	1.026
190	1.020	1.021	1.022	1.023	1.023	1.024	1.025	1.025	1.026	1.027
200	1.022	1.022	1.023	1.024	1.025	1.026	1.026	1.027	1.028	1.029
210	1.023	1.023	1.024	1.025	1.026	1.027	1.028	1.028	1.029	1.031
220	1.024	1.024	1.025	1.026	1.027	1.028	1.029	1.030	1.031	1.032
230	1.025	1.026	1.026	1.027	1.028	1.029	1.030	1.031	1.032	1.034
240	1.026	1.027	1.028	1.029	1.030	1.031	1.032	1.032	1.033	1.035
250	1.027	1.028	1.029	1.030	1.031	1.032	1.033	1.034	1.035	1.037
260	1.028	1.029	1.030	1.031	1.032	1.033	1.034	1.036	1.036	1.038
270	1.029	1.030	1.031	1.032	1.033	1.035	1.036	1.037	1.038	1.040
280	1.030	1.031	1.032	1.033	1.034	1.036	1.037	1.038	1.039	1.041
290	1.031	1.032	1.034	1.035	1.036	1.037	1.039	1.040	1.041	1.043
300	1.032	1.034	1.035	1.036	1.037	1.039	1.040	1.041	1.043	1.044
310	1.034	1.035	1.036	1.037	1.039	1.040	1.041	1.043	1.044	1.046
320	1.035	1.036	1.037	1.039	1.040	1.042	1.043	1.044	1.046	1.048
330	1.036	1.037	1.039	1.040	1.042	1.043	1.044	1.046	1.048	1.049
340	1.037	1.038	1.040	1.042	1.043	1.044	1.046	1.048	1.049	1.051
350	1.038	1.040	1.042	1.043	1.044	1.046	1.047	1.049	1.051	1.053
360	1.039	1.041	1.043	1.044	1.046	1.047	1.049	1.051	1.052	1.054
370	1.040	1.042	1.044	1.045	1.047	1.049	1.050	1.052	1.054	1.056
380	1.041	1.043	1.045	1.046	1.048	1.050	1.052	1.054	1.056	1.057
390	1.042	1.044	1.046	1.048	1.050	1.052	1.054	1.056	1.057	1.059
400	1.044	1.046	1.048	1.049	1.051	1.053	1.056	1.058	1.059	1.060
410	1.045	1.047	1.049	1.051	1.052	1.055	1.057	1.060	1.061	1.062
420	1.046	1.048	1.050	1.052	1.054	1.056	1.059	1.062	1.063	1.064
430	1.048	1.050	1.052	1.054	1.055	1.058	1.061	1.064	1.065	1.066
440	1.049	1.051	1.053	1.055	1.057	1.059	1.062	1.065	1.067	1.068
450	1.050	1.052	1.054	1.056	1.058	1.060	1.063	1.067	1.069	1.070
460	1.051	1.053	1.056	1.058	1.060	1.062	1.064	1.068	1.070	1.071
470	1.052	1.054	1.057	1.059	1.061	1.064	1.066	1.069	1.071	1.073
480	1.053	1.055	1.058	1.060	1.062	1.065	1.067	1.070	1.072	1.075
490	1.054	1.056	1.059	1.062	1.064	1.066	1.068	1.071	1.074	1.076
500	1.055	1.057	1.060	1.063	1.066	1.068	1.070	1.073	1.075	1.078

FACTORES DE SUPERCOMPRESIBILIDAD PARA DENSIDADES COMPRENDIDAS
ENTRE 0.760 Y 0.850 ESTOS FACTORES SON APLICABLES PARA TEMPE-
RATURAS COMPRENDIDAS ENTRE 60 Y 64°F.

	DENSIDAD									
	.760	.770	.780	.790	.800	.810	.820	.830	.840	.850
10	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.003	1.003
20	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.005
30	1.005	1.005	1.005	1.005	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006
40	1.006	1.006	1.007	1.007	1.007	1.007	1.008	1.008	1.008	1.008
50	1.008	1.008	1.008	1.008	1.009	1.009	1.009	1.010	1.010	1.010
60	1.009	1.009	1.010	1.010	1.011	1.011	1.011	1.012	1.012	1.012
70	1.011	1.011	1.011	1.011	1.012	1.012	1.013	1.013	1.013	1.014
80	1.012	1.012	1.013	1.013	1.014	1.014	1.014	1.015	1.015	1.016
90	1.013	1.014	1.014	1.014	1.015	1.015	1.016	1.016	1.016	1.017
100	1.015	1.015	1.016	1.016	1.017	1.017	1.018	1.018	1.019	1.019
110	1.017	1.017	1.017	1.018	1.018	1.019	1.020	1.020	1.021	1.021
120	1.018	1.018	1.019	1.019	1.020	1.020	1.021	1.021	1.022	1.022
130	1.020	1.020	1.021	1.021	1.022	1.022	1.023	1.023	1.024	1.024
140	1.021	1.022	1.022	1.023	1.023	1.024	1.024	1.025	1.026	1.026
150	1.023	1.023	1.024	1.024	1.025	1.025	1.026	1.027	1.028	1.028
160	1.024	1.025	1.025	1.026	1.026	1.027	1.028	1.029	1.030	1.030
170	1.026	1.026	1.027	1.027	1.028	1.029	1.030	1.031	1.032	1.032
180	1.027	1.028	1.029	1.029	1.030	1.031	1.032	1.033	1.034	1.035
190	1.028	1.029	1.030	1.031	1.031	1.032	1.033	1.035	1.036	1.037
200	1.030	1.031	1.032	1.033	1.033	1.034	1.035	1.037	1.038	1.039
210	1.032	1.032	1.033	1.034	1.035	1.035	1.037	1.038	1.039	1.040
220	1.033	1.034	1.035	1.036	1.037	1.038	1.039	1.040	1.041	1.042
230	1.035	1.036	1.037	1.038	1.038	1.039	1.041	1.042	1.043	1.044
240	1.036	1.037	1.038	1.039	1.040	1.041	1.043	1.044	1.045	1.046
250	1.038	1.039	1.040	1.041	1.042	1.043	1.045	1.046	1.048	1.049
260	1.039	1.040	1.042	1.043	1.044	1.045	1.047	1.049	1.050	1.051
270	1.041	1.042	1.043	1.045	1.046	1.047	1.049	1.051	1.053	1.054
280	1.042	1.044	1.045	1.047	1.048	1.050	1.051	1.053	1.055	1.056
290	1.044	1.045	1.046	1.048	1.050	1.052	1.053	1.055	1.058	1.059
300	1.046	1.047	1.048	1.050	1.052	1.054	1.055	1.057	1.060	1.062
310	1.047	1.049	1.050	1.052	1.053	1.055	1.057	1.060	1.063	1.064
320	1.049	1.051	1.052	1.054	1.055	1.057	1.059	1.062	1.064	1.066
330	1.050	1.052	1.054	1.056	1.057	1.059	1.061	1.064	1.067	1.069
340	1.052	1.054	1.056	1.058	1.059	1.061	1.063	1.066	1.069	1.071
350	1.054	1.056	1.058	1.060	1.062	1.064	1.065	1.068	1.072	1.074
360	1.056	1.058	1.060	1.062	1.064	1.066	1.068	1.071	1.074	1.076
370	1.058	1.060	1.062	1.064	1.066	1.068	1.070	1.073	1.076	1.078
380	1.059	1.061	1.064	1.066	1.068	1.070	1.073	1.075	1.078	1.081
390	1.060	1.063	1.065	1.067	1.070	1.072	1.075	1.077	1.080	1.083
400	1.062	1.065	1.067	1.069	1.072	1.074	1.077	1.079	1.082	1.085
410	1.064	1.066	1.069	1.071	1.074	1.076	1.079	1.082	1.085	1.088
420	1.066	1.068	1.071	1.073	1.075	1.078	1.081	1.084	1.087	1.090
430	1.068	1.070	1.073	1.075	1.077	1.080	1.083	1.086	1.089	1.092
440	1.070	1.072	1.074	1.077	1.079	1.082	1.085	1.088	1.091	1.095
450	1.072	1.074	1.076	1.079	1.081	1.084	1.088	1.090	1.093	1.097
460	1.073	1.076	1.078	1.081	1.083	1.086	1.090	1.092	1.095	1.099
470	1.075	1.078	1.080	1.083	1.085	1.088	1.092	1.095	1.098	1.102
480	1.077	1.080	1.082	1.085	1.087	1.090	1.094	1.097	1.100	1.104
490	1.078	1.081	1.084	1.086	1.089	1.092	1.096	1.099	1.102	1.106
500	1.080	1.083	1.085	1.088	1.091	1.094	1.098	1.101	1.104	1.108

FACTORES DE SUPERCOMPRESIBILIDAD PARA DENSIDADES COMPRENDIDAS ENTRE 0.860 Y 0.950 ESTOS FACTORES SON APLICABLES PARA TEMPERATURAS COMPRENDIDAS ENTRE 60 Y 64°F.

	DENSIDAD									
	.860	.870	.880	.890	.900	.910	.920	.930	.940	.950
0	1.000	1.000	1.000	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001
5	1.001	1.001	1.001	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002
10	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003
15	1.003	1.003	1.003	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004
20	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
25	1.005	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.007
30	1.006	1.007	1.007	1.007	1.007	1.007	1.007	1.007	1.008	1.008
35	1.007	1.008	1.008	1.008	1.008	1.008	1.008	1.009	1.009	1.009
40	1.008	1.009	1.009	1.009	1.009	1.009	1.009	1.010	1.010	1.010
45	1.009	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.011	1.011	1.012
50	1.010	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.012	1.012	1.012	1.013
55	1.011	1.012	1.012	1.012	1.012	1.012	1.013	1.013	1.014	1.014
60	1.012	1.013	1.013	1.013	1.013	1.013	1.014	1.014	1.015	1.015
65	1.013	1.014	1.014	1.014	1.014	1.015	1.015	1.016	1.016	1.016
70	1.014	1.015	1.015	1.015	1.015	1.016	1.016	1.017	1.017	1.017
75	1.015	1.016	1.016	1.016	1.016	1.017	1.017	1.018	1.018	1.019
80	1.016	1.017	1.017	1.017	1.017	1.018	1.018	1.019	1.019	1.020
85	1.017	1.018	1.018	1.018	1.019	1.019	1.020	1.020	1.021	1.021
90	1.018	1.019	1.019	1.019	1.020	1.020	1.021	1.021	1.022	1.022
95	1.019	1.020	1.020	1.020	1.021	1.021	1.022	1.023	1.023	1.024
100	1.020	1.021	1.021	1.021	1.022	1.022	1.023	1.024	1.024	1.025
105	1.021	1.022	1.022	1.022	1.023	1.023	1.024	1.025	1.026	1.026
110	1.022	1.023	1.023	1.023	1.024	1.025	1.025	1.026	1.027	1.027
115	1.023	1.024	1.024	1.024	1.025	1.026	1.027	1.027	1.028	1.029
120	1.024	1.025	1.025	1.026	1.026	1.027	1.028	1.029	1.029	1.030
125	1.025	1.026	1.026	1.027	1.027	1.028	1.029	1.030	1.031	1.031
130	1.026	1.027	1.027	1.028	1.028	1.029	1.030	1.031	1.032	1.033
135	1.026	1.028	1.028	1.029	1.029	1.030	1.031	1.032	1.033	1.034
140	1.027	1.029	1.029	1.030	1.031	1.031	1.033	1.034	1.034	1.035
145	1.028	1.030	1.030	1.031	1.032	1.032	1.034	1.035	1.036	1.036
150	1.030	1.031	1.031	1.032	1.033	1.034	1.035	1.036	1.037	1.038
155	1.031	1.032	1.032	1.033	1.034	1.035	1.036	1.037	1.038	1.039
160	1.032	1.033	1.033	1.034	1.035	1.036	1.038	1.039	1.039	1.040
165	1.033	1.034	1.034	1.035	1.036	1.037	1.039	1.040	1.041	1.041
170	1.034	1.035	1.035	1.036	1.037	1.038	1.040	1.041	1.042	1.043
175	1.035	1.036	1.036	1.037	1.038	1.039	1.041	1.042	1.043	1.044
180	1.036	1.037	1.037	1.038	1.039	1.040	1.042	1.043	1.044	1.045
185	1.037	1.038	1.038	1.040	1.041	1.042	1.043	1.045	1.045	1.047
190	1.038	1.039	1.040	1.041	1.042	1.043	1.045	1.046	1.046	1.048
195	1.039	1.040	1.041	1.042	1.043	1.044	1.046	1.047	1.047	1.049
200	1.040	1.041	1.042	1.043	1.044	1.045	1.047	1.048	1.048	1.050

FACTORES DE SUPERCOMPRESIBILIDAD PARA DENSIDADES COMPRENDIDAS ENTRE 0.960 Y 1.10 ESTOS FACTORES SON APLICABLES PARA TEMPERATURAS COMPRENDIDAS ENTRE 60 Y 64°F.

PRESION MANOME- TRICA EN LB /PG2	DENSIDAD									
	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.002	1.004	1.006	1.008	1.010
0	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001
5	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.003	1.003	1.003
10	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.004	1.004	1.005
15	1.004	1.004	1.004	1.005	1.005	1.005	1.005	1.006	1.006	1.006
20	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.007	1.007	1.008	1.008	1.008
25	1.007	1.007	1.007	1.007	1.007	1.008	1.008	1.009	1.009	1.010
30	1.008	1.008	1.008	1.008	1.009	1.010	1.010	1.011	1.011	1.011
35	1.009	1.009	1.010	1.010	1.010	1.011	1.011	1.013	1.013	1.013
40	1.011	1.011	1.011	1.011	1.012	1.013	1.013	1.014	1.015	1.015
45	1.012	1.012	1.012	1.013	1.013	1.014	1.014	1.016	1.016	1.017
50	1.013	1.013	1.014	1.014	1.014	1.016	1.016	1.017	1.018	1.019
55	1.014	1.015	1.015	1.015	1.016	1.017	1.018	1.019	1.020	1.020
60	1.016	1.016	1.016	1.016	1.017	1.018	1.019	1.021	1.021	1.022
65	1.017	1.017	1.017	1.018	1.018	1.020	1.021	1.022	1.023	1.024
70	1.018	1.018	1.019	1.019	1.020	1.021	1.022	1.024	1.025	1.025
75	1.019	1.020	1.020	1.020	1.021	1.023	1.024	1.026	1.026	1.027
80	1.020	1.021	1.021	1.022	1.022	1.024	1.025	1.027	1.028	1.029
85	1.022	1.022	1.023	1.023	1.024	1.026	1.027	1.029	1.030	1.031
90	1.023	1.023	1.024	1.025	1.025	1.027	1.028	1.031	1.032	1.033
95	1.024	1.025	1.025	1.026	1.027	1.029	1.030	1.033	1.033	1.035
100	1.026	1.026	1.027	1.027	1.028	1.031	1.032	1.034	1.035	1.037
105	1.027	1.027	1.028	1.029	1.029	1.032	1.034	1.036	1.037	1.039
110	1.028	1.029	1.030	1.030	1.031	1.034	1.036	1.038	1.039	1.041
115	1.029	1.030	1.031	1.032	1.032	1.035	1.037	1.039	1.041	1.043
120	1.031	1.032	1.032	1.033	1.034	1.037	1.039	1.041	1.043	1.045
125	1.032	1.033	1.034	1.034	1.035	1.039	1.041	1.043	1.045	1.047
130	1.033	1.034	1.035	1.036	1.037	1.040	1.042	1.045	1.047	1.049
135	1.035	1.036	1.037	1.037	1.038	1.042	1.044	1.047	1.049	1.051
140	1.036	1.037	1.038	1.039	1.040	1.044	1.046	1.048	1.051	1.053
145	1.037	1.038	1.039	1.040	1.041	1.045	1.048	1.050	1.053	1.055
150	1.038	1.040	1.041	1.041	1.042	1.047	1.049	1.052	1.054	1.057
155	1.040	1.041	1.042	1.043	1.044	1.049	1.051	1.054	1.056	1.059
160	1.041	1.042	1.043	1.044	1.045	1.050	1.053	1.056	1.058	1.061
165	1.042	1.044	1.045	1.046	1.047	1.052	1.054	1.057	1.060	1.063
170	1.044	1.045	1.046	1.047	1.048	1.053	1.056	1.059	1.062	1.065
175	1.045	1.046	1.048	1.049	1.050	1.055	1.058	1.061	1.064	1.067
180	1.046	1.048	1.049	1.050	1.051	1.057	1.059	1.063	1.066	1.069
185	1.048	1.049	1.051	1.052	1.053	1.058	1.061	1.064	1.068	1.071
190	1.049	1.050	1.052	1.053	1.054	1.060	1.063	1.066	1.070	1.073
195	1.050	1.052	1.053	1.054	1.056	1.062	1.065	1.068	1.072	1.075
200	1.052	1.053	1.055	1.056	1.057	1.064	1.067	1.070	1.073	1.077

T A B L A No. XVI

F_{PV} - FACTOR DE SUPERCOMPRESIBILIDAD CORREGIDA A
TEMPERATURA DE FLUJO ENTRE 40° Y 180°F.-

F_{PV} A TEMP
 BASE DE 60 A
 64°F.

	40	50	55 a 59	65	70	75	80	85	90	100	110	125	140	160	180
1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.000	1.000
1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.001	1.001	1.001	1.001
1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.001	1.001
1.004	1.005	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.002	1.002	1.002
1.005	1.006	1.005	1.005	1.005	1.005	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.003	1.003	1.003	1.002	1.002
1.006	1.007	1.006	1.006	1.006	1.006	1.005	1.005	1.005	1.005	1.004	1.004	1.004	1.004	1.003	1.003
1.007	1.008	1.008	1.007	1.007	1.007	1.006	1.006	1.006	1.006	1.005	1.005	1.005	1.004	1.004	1.003
1.008	1.009	1.009	1.008	1.008	1.008	1.007	1.007	1.007	1.007	1.006	1.006	1.005	1.005	1.004	1.004
1.009	1.010	1.010	1.009	1.009	1.008	1.008	1.008	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.006	1.005	1.004
1.010	1.011	1.011	1.010	1.010	1.009	1.009	1.009	1.009	1.008	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.005
1.011	1.012	1.012	1.011	1.011	1.010	1.010	1.010	1.010	1.009	1.009	1.008	1.007	1.007	1.006	1.005
1.012	1.013	1.013	1.012	1.012	1.011	1.011	1.011	1.010	1.010	1.009	1.009	1.008	1.007	1.007	1.006
1.013	1.015	1.014	1.013	1.013	1.012	1.012	1.012	1.011	1.011	1.010	1.009	1.009	1.008	1.007	1.006
1.014	1.016	1.015	1.014	1.014	1.013	1.013	1.012	1.012	1.012	1.011	1.010	1.009	1.009	1.008	1.007
1.015	1.017	1.016	1.015	1.015	1.014	1.014	1.013	1.013	1.012	1.012	1.011	1.010	1.009	1.008	1.007
1.016	1.018	1.017	1.016	1.016	1.015	1.015	1.014	1.014	1.013	1.013	1.012	1.011	1.010	1.009	1.008
1.017	1.019	1.018	1.018	1.017	1.016	1.016	1.015	1.015	1.014	1.013	1.012	1.012	1.011	1.009	1.008
1.018	1.020	1.019	1.019	1.018	1.017	1.016	1.016	1.015	1.015	1.014	1.013	1.012	1.011	1.010	1.009
1.019	1.021	1.020	1.020	1.018	1.018	1.017	1.017	1.016	1.016	1.015	1.014	1.013	1.012	1.010	1.009
1.020	1.022	1.021	1.021	1.019	1.019	1.018	1.018	1.017	1.017	1.016	1.015	1.013	1.012	1.011	1.009

T A B L A No. XVI

F_{PV} - FACTOR DE SUPERCOMPRESIBILIDAD CORREGIDA A TEMPERATURA DE
FLUJO ENTRE 40° Y 180°F.-

F_{PV} A TEMP.
BASE DE 60
A 64°F

	40	50	55 to 59	65	70	75	80	85	90	100	110	125	140	160	180
1.021	1.023	1.022	1.022	1.020	1.020	1.019	1.019	1.018	1.017	1.016	1.015	1.014	1.013	1.011	1.010
1.022	1.025	1.023	1.023	1.021	1.021	1.020	1.020	1.019	1.018	1.017	1.016	1.015	1.013	1.012	1.010
1.023	1.026	1.024	1.024	1.022	1.022	1.021	1.020	1.020	1.019	1.018	1.017	1.016	1.014	1.012	1.011
1.024	1.027	1.026	1.025	1.023	1.022	1.022	1.021	1.020	1.020	1.019	1.017	1.016	1.015	1.013	1.012
1.025	1.028	1.027	1.026	1.024	1.023	1.022	1.022	1.021	1.020	1.019	1.018	1.016	1.015	1.013	1.012
1.026	1.029	1.028	1.027	1.025	1.024	1.023	1.022	1.022	1.021	1.020	1.018	1.017	1.015	1.013	1.012
1.027	1.030	1.029	1.028	1.026	1.025	1.024	1.023	1.023	1.021	1.020	1.019	1.017	1.015	1.014	1.013
1.028	1.032	1.030	1.029	1.027	1.026	1.025	1.024	1.023	1.022	1.021	1.019	1.018	1.016	1.014	1.013
1.029	1.033	1.031	1.030	1.028	1.027	1.026	1.025	1.024	1.023	1.021	1.020	1.018	1.016	1.015	1.014
1.030	1.034	1.032	1.031	1.029	1.028	1.026	1.026	1.025	1.024	1.022	1.021	1.019	1.017	1.015	1.014
1.031	1.036	1.034	1.032	1.030	1.029	1.028	1.027	1.026	1.025	1.023	1.021	1.019	1.017	1.015	1.014
1.032	1.037	1.035	1.033	1.031	1.030	1.029	1.028	1.027	1.025	1.024	1.021	1.020	1.018	1.015	1.014
1.033	1.038	1.036	1.034	1.032	1.031	1.029	1.028	1.028	1.026	1.024	1.022	1.020	1.018	1.016	1.015
1.034	1.039	1.037	1.035	1.033	1.032	1.030	1.029	1.029	1.027	1.025	1.023	1.021	1.018	1.016	1.015
1.035	1.040	1.038	1.036	1.034	1.033	1.031	1.030	1.029	1.028	1.026	1.024	1.021	1.019	1.017	1.015
1.036	1.041	1.039	1.037	1.035	1.033	1.032	1.031	1.030	1.028	1.026	1.024	1.022	1.019	1.017	1.015
1.037	1.042	1.040	1.038	1.036	1.034	1.033	1.032	1.031	1.029	1.027	1.025	1.022	1.020	1.018	1.016
1.038	1.043	1.041	1.039	1.037	1.035	1.034	1.033	1.032	1.030	1.028	1.025	1.023	1.021	1.018	1.016
1.039	1.044	1.042	1.040	1.037	1.036	1.035	1.033	1.032	1.030	1.028	1.026	1.024	1.021	1.019	1.017
1.040	1.045	1.043	1.041	1.039	1.037	1.036	1.034	1.033	1.031	1.029	1.027	1.024	1.022	1.019	1.017

T A B L A No. XVI

F_{PV} - FACTOR DE SUPERCOMPRESIBILIDAD CORREGIDA A TEMPERATURA DE FLUJO
ENTRE 40° Y 180°F.-

F _{PV} A TEMP.		BASE DE 60														
A 64°F		40	50	55 to 59	65	70	75	80	85	90	100	110	125	140	160	180
1.041	1.046	1.044	1.043	1.039	1.038	1.037	1.035	1.034	1.032	1.030	1.027	1.025	1.022	1.020	1.018	
1.042	1.048	1.045	1.044	1.040	1.039	1.037	1.036	1.035	1.033	1.031	1.028	1.025	1.023	1.020	1.018	
1.043	1.049	1.046	1.045	1.041	1.040	1.038	1.037	1.036	1.034	1.032	1.029	1.026	1.023	1.021	1.018	
1.044	1.050	1.047	1.046	1.042	1.041	1.039	1.038	1.036	1.034	1.032	1.029	1.027	1.024	1.022	1.019	
1.045	1.051	1.049	1.047	1.043	1.042	1.040	1.039	1.037	1.035	1.033	1.030	1.027	1.024	1.022	1.019	
1.046	1.052	1.050	1.048	1.044	1.043	1.041	1.040	1.038	1.036	1.034	1.031	1.028	1.025	1.022	1.020	
1.047	1.053	1.051	1.049	1.045	1.044	1.042	1.040	1.039	1.037	1.034	1.031	1.028	1.025	1.023	1.020	
1.048	1.055	1.052	1.050	1.046	1.044	1.043	1.041	1.040	1.038	1.035	1.032	1.029	1.026	1.023	1.021	
1.049	1.056	1.053	1.051	1.047	1.045	1.044	1.042	1.041	1.039	1.036	1.033	1.030	1.026	1.024	1.021	
1.050	1.057	1.054	1.042	1.048	1.046	1.045	1.043	1.042	1.040	1.037	1.034	1.030	1.027	1.024	1.022	
1.051	1.058	1.055	1.053	1.049	1.047	1.046	1.044	1.042	1.040	1.037	1.034	1.031	1.028	1.025	1.022	
1.052	1.059	1.056	1.054	1.050	1.048	1.046	1.045	1.043	1.041	1.038	1.035	1.032	1.028	1.025	1.023	
1.053	1.060	1.057	1.055	1.051	1.049	1.047	1.046	1.044	1.042	1.039	1.036	1.032	1.029	1.026	1.023	
1.054	1.062	1.058	1.056	1.052	1.050	1.048	1.046	1.045	1.042	1.040	1.036	1.032	1.029	1.026	1.024	
1.055	1.063	1.059	1.057	1.053	1.051	1.049	1.047	1.046	1.043	1.040	1.037	1.033	1.030	1.027	1.024	
1.056	1.064	1.060	1.058	1.054	1.052	1.050	1.048	1.046	1.044	1.041	1.037	1.034	1.030	1.027	1.024	
1.057	1.065	1.061	1.059	1.055	1.053	1.051	1.049	1.047	1.045	1.042	1.038	1.035	1.031	1.028	1.025	
1.058	1.066	1.062	1.060	1.056	1.054	1.052	1.050	1.048	1.045	1.042	1.039	1.035	1.031	1.028	1.025	
1.059	1.067	1.063	1.061	1.057	1.055	1.053	1.051	1.049	1.046	1.043	1.040	1.036	1.032	1.029	1.026	
1.060	1.068	1.064	1.062	1.058	1.055	1.053	1.051	1.050	1.047	1.044	1.040	1.036	1.032	1.029	1.026	
1.066	1.076	1.072	1.069	1.063	1.061	1.059	1.057	1.055	1.052	1.048	1.044	1.040	1.036	1.032	1.029	
1.067	1.077	1.073	1.070	1.064	1.062	1.060	1.058	1.056	1.053	1.049	1.045	1.041	1.036	1.033	1.030	
1.068	1.078	1.074	1.071	1.065	1.063	1.061	1.058	1.056	1.053	1.050	1.045	1.041	1.037	1.033	1.030	
1.069	1.079	1.075	1.072	1.066	1.064	1.062	1.059	1.057	1.054	1.051	1.046	1.042	1.038	1.034	1.030	
1.070	1.081	1.076	1.073	1.067	1.065	1.062	1.060	1.058	1.055	1.051	1.046	1.042	1.038	1.034	1.031	

T A B L A No. XVI

F_{pv}.- FACTOR DE SUPERCOMPRESIBILIDAD CORREGIDA A TEMPERATURA DE
FLUJO ENTRE 40° Y 180°F.-

F_{pv}.- A TEMP.
BASE DE 60 A
64°F.

	40	50	55 to 59	65	70	75	80	85	90	100	110	125	140	160	180
1.071	1.082	1.077	1.074	1.068	1.066	1.063	1.061	1.059	1.055	1.052	1.047	1.043	1.039	1.035	1.031
1.072	1.083	1.078	1.075	1.069	1.067	1.064	1.062	1.059	1.056	1.052	1.048	1.043	1.039	1.035	1.032
1.073	1.084	1.079	1.076	1.070	1.068	1.065	1.063	1.060	1.057	1.053	1.049	1.044	1.040	1.036	1.032
1.074	1.085	1.080	1.077	1.071	1.068	1.066	1.063	1.061	1.058	1.054	1.049	1.045	1.040	1.036	1.033
1.075	1.086	1.081	1.078	1.072	1.069	1.067	1.064	1.062	1.059	1.055	1.050	1.046	1.041	1.037	1.033
1.076	1.087	1.082	1.079	1.073	1.070	1.068	1.065	1.063	1.059	1.056	1.051	1.047	1.042	1.038	1.034
1.077	1.088	1.083	1.080	1.074	1.071	1.069	1.066	1.064	1.060	1.056	1.051	1.047	1.042	1.038	1.034
1.078	1.090	1.084	1.081	1.075	1.072	1.069	1.067	1.065	1.061	1.057	1.052	1.048	1.043	1.039	1.035
1.079	1.091	1.085	1.082	1.076	1.073	1.070	1.068	1.066	1.062	1.058	1.053	1.048	1.044	1.039	1.035
1.080	1.092	1.086	1.083	1.077	1.074	1.071	1.068	1.066	1.062	1.059	1.054	1.049	1.044	1.040	1.036
1.081	1.093	1.087	1.084	1.078	1.075	1.072	1.069	1.067	1.063	1.060	1.055	1.050	1.045	1.040	1.036
1.082	1.094	1.088	1.085	1.079	1.076	1.073	1.070	1.068	1.064	1.061	1.055	1.050	1.045	1.041	1.037
1.083	1.095	1.090	1.086	1.080	1.077	1.074	1.071	1.069	1.065	1.062	1.056	1.051	1.046	1.041	1.037
1.084	1.097	1.091	1.087	1.081	1.078	1.075	1.072	1.070	1.066	1.062	1.057	1.052	1.047	1.042	1.038
1.085	1.098	1.092	1.088	1.082	1.079	1.076	1.073	1.071	1.067	1.063	1.057	1.052	1.047	1.042	1.038
1.086	1.099	1.093	1.089	1.083	1.079	1.077	1.074	1.071	1.068	1.064	1.058	1.053	1.048	1.043	1.038
1.087	1.100	1.094	1.090	1.084	1.080	1.078	1.075	1.072	1.069	1.064	1.059	1.053	1.048	1.043	1.039
1.088	1.101	1.095	1.091	1.085	1.081	1.078	1.075	1.073	1.070	1.065	1.059	1.054	1.049	1.043	1.039
1.089	1.102	1.096	1.092	1.086	1.082	1.079	1.076	1.074	1.070	1.066	1.060	1.054	1.049	1.044	1.039
1.090	1.103	1.097	1.093	1.087	1.083	1.080	1.077	1.075	1.071	1.067	1.060	1.055	1.050	1.044	1.040
1.091	1.104	1.098	1.094	1.088	1.084	1.081	1.078	1.076	1.072	1.067	1.061	1.056	1.050	1.045	1.040
1.092	1.106	1.099	1.095	1.089	1.085	1.082	1.079	1.076	1.073	1.068	1.062	1.056	1.051	1.045	1.041
1.093	1.107	1.100	1.096	1.089	1.086	1.083	1.080	1.077	1.073	1.069	1.063	1.057	1.051	1.046	1.041
1.094	1.108	1.101	1.097	1.090	1.087	1.084	1.081	1.078	1.074	1.070	1.063	1.058	1.052	1.046	1.042
1.095	1.109	1.102	1.098	1.091	1.088	1.085	1.082	1.079	1.075	1.070	1.064	1.058	1.052	1.047	1.042
1.096	1.110	1.103	1.099	1.092	1.089	1.085	1.082	1.080	1.076	1.071	1.065	1.059	1.053	1.047	1.042
1.097	1.111	1.104	1.101	1.093	1.090	1.086	1.083	1.081	1.077	1.072	1.065	1.059	1.053	1.048	1.043
1.098	1.112	1.106	1.102	1.094	1.091	1.087	1.084	1.081	1.078	1.073	1.066	1.060	1.054	1.048	1.043
1.099	1.113	1.107	1.103	1.095	1.092	1.088	1.085	1.082	1.078	1.073	1.066	1.060	1.054	1.048	1.043
1.100	1.114	1.108	1.103	1.096	1.093	1.089	1.086	1.083	1.079	1.074	1.067	1.061	1.055	1.049	1.044

T A B L A No. XVII

VALORES DE "b" PARA DETERMINAR "Fr" (FACTOR POR
NUMERO DE REYNOLDS) PARA CONEXION EN BRIDA

DIAM orificio (pg)	10			12			16		
	9.564	10.020	10.136	11.376	11.938	12.090	14.688	15.000	15.250
1.000	.0738								
1.125	.0685	.0701	.0705						
1.250	.0635	.0652	.0656	.0698	.0714	.0718			
1.375	.0588	.0606	.0610	.0654	.0671	.0676			
1.500	.0545	.0563	.0568	.0612	.0631	.0635	.0706	.0713	
1.625	.0504	.0523	.0527	.0573	.0592	.0597	.0670	.0678	.0684
1.750	.0467	.0485	.0490	.0536	.0555	.0560	.0636	.0644	.0650
1.875	.0433	.0451	.0455	.0501	.0521	.0526	.0604	.0612	.0618
2.000	.0401	.0419	.0414	.0469	.0488	.0492	.0572	.0581	.0587
2.125	.0372	.0389	.0383	.0438	.0458	.0463	.0542	.0551	.0558
2.250	.0346	.0362	.0356	.0410	.0429	.0434	.0514	.0523	.0529
2.375	.0322	.0337	.0330	.0383	.0402	.0407	.0487	.0496	.0502
2.500	.0302	.0315	.0308	.0359	.0377	.0382	.0461	.0470	.0476
2.625	.0283	.0296	.0287	.0336	.0354	.0358	.0436	.0445	.0452
2.750	.0267	.0278	.0269	.0316	.0332	.0336	.0413	.0422	.0428
2.875	.0254	.0263	.0253	.0297	.0312	.0317	.0391	.0399	.0406
3.000	.0243	.0250	.0252	.0278	.0294	.0298	.0370	.0378	.0385
3.125	.0234	.0239	.0241	.0264	.0278	.0282	.0350	.0358	.0365
3.250	.0226	.0230	.0231	.0251	.0263	.0266	.0331	.0339	.0346
3.375	.0221	.0223	.0224	.0239	.0250	.0253	.0314	.0321	.0328
3.500	.0219	.0218	.0218	.0229	.0238	.0241	.0298	.0305	.0311
3.625	.0218	.0214	.0214	.0221	.0226	.0230	.0282	.0290	.0295
3.750	.0218	.0213	.0212	.0214	.0219	.0221	.0268	.0275	.0281
3.875	.0221	.0213	.0211	.0208	.0212	.0213	.0255	.0262	.0267
4.000	.0225	.0214	.0212	.0204	.0206	.0207	.0243	.0249	.0254
4.250	.0238	.0222	.0219	.0200	.0198	.0198	.0223	.0228	.0232
4.500	.0256	.0236	.0231	.0201	.0195	.0194	.0206	.0210	.0213
4.750	.0279	.0254	.0249	.0207	.0196	.0194	.0193	.0196	.0198
5.000	.0307	.0277	.0270	.0217	.0202	.0199	.0184	.0185	.0187
5.250	.0337	.0303	.0295	.0231	.0212	.0208	.0178	.0178	.0179
5.500	.0370	.0332	.0323	.0249	.0226	.0221	.0176	.0174	.0174
5.750	.0404	.0363	.0354	.0270	.0243	.0237	.0176	.0174	.0172
6.000	.0438	.0396	.0386	.0294	.0263	.0255	.0180	.0176	.0173
6.250	.0473	.0437	.0418	.0320	.0285	.0277	.0186	.0180	.0177
6.500	.0505	.0462	.0491	.0347	.0309	.0300	.0195	.0188	.0183
6.750	.0536	.0493	.0483	.0376	.0335	.0325	.0206	.0198	.0192
7.000	.0562	.0523	.0513	.0406	.0362	.0351	.0220	.0210	.0202
7.250		.0550	.0540	.0435	.0390	.0379	.0235	.0224	.0216
7.500		.0572	.0564	.0463	.0418	.0407	.0252	.0240	.0230
7.750				.0491	.0446	.0434	.0271	.0257	.0246
8.000				.0517	.0473	.0461	.0291	.0276	.0264
8.250				.0540	.0498	.0487	.0312	.0296	.0283
8.500				.0560	.0522	.0511	.0334	.0317	.0303
8.750					.0543	.0534	.0357	.0338	.0324
9.000						.0553	.0380	.0361	.0346
9.250							.0402	.0383	.0368
9.500							.0425	.0406	.0390
9.750							.0447	.0428	.0412
10.000							.0469	.0449	.0434

T A B L A No. XVII

VALORES DE "b" PARA DETERMINAR "Fr" (FACTOR POR
 NUMERO DE REYNOLDS) PARA CONEXION EN BRIDA

DIAM orificio (in)	10			12			16		
	9.564	10.020	10.136	11.376	11.938	12.090	14.688	15.000	15.250
10.250							.0489	.0470	.0455
10.500							.0508	.0490	.0475
10.750							.0526	.0509	.0495
11.000							.0541	.0526	.0513
11.250								.0541	.0528

TABEL No. VIII Valores de "Ks" (factor de corrección) para corrección en brida y con la tasa de presión corriente abajo de las tomas

No. de P.T.	B = d/30																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0.0	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
0.1	1.0007	1.0007	1.0006	1.0006	1.0006	1.0006	1.0006	1.0006	1.0006	1.0006	1.0006	1.0006	1.0006	1.0006	1.0006	1.0006	1.0006
0.2	1.0013	1.0013	1.0013	1.0013	1.0012	1.0012	1.0012	1.0011	1.0011	1.0011	1.0011	1.0011	1.0010	1.0010	1.0010	1.0009	1.0009
0.3	1.0020	1.0020	1.0020	1.0019	1.0019	1.0018	1.0018	1.0017	1.0017	1.0016	1.0016	1.0015	1.0015	1.0014	1.0014	1.0014	1.0013
0.4	1.0027	1.0027	1.0026	1.0026	1.0025	1.0024	1.0024	1.0023	1.0023	1.0022	1.0022	1.0021	1.0021	1.0020	1.0019	1.0019	1.0018
0.5	1.0033	1.0033	1.0033	1.0032	1.0032	1.0031	1.0031	1.0030	1.0030	1.0029	1.0029	1.0028	1.0028	1.0027	1.0027	1.0026	1.0026
0.6	1.0040	1.0040	1.0040	1.0039	1.0038	1.0038	1.0037	1.0037	1.0036	1.0035	1.0035	1.0034	1.0034	1.0033	1.0033	1.0032	1.0032
0.7	1.0047	1.0047	1.0046	1.0045	1.0044	1.0044	1.0043	1.0043	1.0042	1.0042	1.0041	1.0041	1.0040	1.0040	1.0039	1.0039	1.0038
0.8	1.0054	1.0053	1.0053	1.0052	1.0051	1.0051	1.0050	1.0050	1.0049	1.0049	1.0048	1.0048	1.0047	1.0047	1.0046	1.0046	1.0045
0.9	1.0060	1.0060	1.0060	1.0059	1.0058	1.0058	1.0057	1.0057	1.0056	1.0056	1.0055	1.0055	1.0054	1.0054	1.0053	1.0053	1.0052
1.0	1.0067	1.0067	1.0066	1.0065	1.0064	1.0064	1.0063	1.0063	1.0062	1.0062	1.0061	1.0061	1.0060	1.0060	1.0059	1.0059	1.0058
1.1	1.0074	1.0074	1.0073	1.0072	1.0071	1.0071	1.0070	1.0070	1.0069	1.0069	1.0068	1.0068	1.0067	1.0067	1.0066	1.0066	1.0065
1.2	1.0080	1.0080	1.0080	1.0078	1.0078	1.0077	1.0077	1.0076	1.0076	1.0075	1.0075	1.0074	1.0074	1.0073	1.0073	1.0072	1.0072
1.3	1.0087	1.0087	1.0086	1.0084	1.0084	1.0083	1.0083	1.0082	1.0082	1.0081	1.0081	1.0080	1.0080	1.0079	1.0079	1.0078	1.0078
1.4	1.0094	1.0094	1.0093	1.0091	1.0091	1.0090	1.0090	1.0089	1.0089	1.0088	1.0088	1.0087	1.0087	1.0086	1.0086	1.0085	1.0085
1.5	1.0101	1.0101	1.0100	1.0097	1.0097	1.0096	1.0096	1.0095	1.0095	1.0094	1.0094	1.0093	1.0093	1.0092	1.0092	1.0091	1.0091
1.6	1.0108	1.0107	1.0106	1.0104	1.0104	1.0103	1.0103	1.0102	1.0102	1.0101	1.0101	1.0100	1.0100	1.0099	1.0099	1.0098	1.0098
1.7	1.0114	1.0114	1.0113	1.0110	1.0110	1.0109	1.0109	1.0108	1.0108	1.0107	1.0107	1.0106	1.0106	1.0105	1.0105	1.0104	1.0104
1.8	1.0121	1.0121	1.0120	1.0117	1.0117	1.0116	1.0116	1.0115	1.0115	1.0114	1.0114	1.0113	1.0113	1.0112	1.0112	1.0111	1.0111
1.9	1.0128	1.0128	1.0126	1.0123	1.0123	1.0122	1.0122	1.0121	1.0121	1.0120	1.0120	1.0119	1.0119	1.0118	1.0118	1.0117	1.0117
2.0	1.0135	1.0134	1.0133	1.0130	1.0130	1.0127	1.0127	1.0126	1.0126	1.0125	1.0125	1.0124	1.0124	1.0123	1.0123	1.0122	1.0122
2.1	1.0142	1.0141	1.0140	1.0136	1.0136	1.0134	1.0134	1.0132	1.0132	1.0131	1.0131	1.0130	1.0130	1.0129	1.0129	1.0128	1.0128
2.2	1.0148	1.0148	1.0147	1.0143	1.0143	1.0141	1.0141	1.0139	1.0139	1.0138	1.0138	1.0137	1.0137	1.0136	1.0136	1.0135	1.0135
2.3	1.0155	1.0155	1.0154	1.0150	1.0150	1.0148	1.0148	1.0146	1.0146	1.0145	1.0145	1.0144	1.0144	1.0143	1.0143	1.0142	1.0142
2.4	1.0162	1.0162	1.0160	1.0156	1.0156	1.0153	1.0153	1.0151	1.0151	1.0150	1.0150	1.0149	1.0149	1.0148	1.0148	1.0147	1.0147
2.5	1.0169	1.0168	1.0167	1.0163	1.0163	1.0161	1.0161	1.0159	1.0159	1.0158	1.0158	1.0157	1.0157	1.0156	1.0156	1.0155	1.0155
2.6	1.0176	1.0175	1.0174	1.0170	1.0170	1.0166	1.0166	1.0164	1.0164	1.0162	1.0162	1.0161	1.0161	1.0160	1.0160	1.0159	1.0159
2.7	1.0182	1.0182	1.0180	1.0176	1.0176	1.0172	1.0172	1.0169	1.0169	1.0168	1.0168	1.0167	1.0167	1.0166	1.0166	1.0165	1.0165
2.8	1.0189	1.0189	1.0187	1.0183	1.0183	1.0179	1.0179	1.0176	1.0176	1.0174	1.0174	1.0173	1.0173	1.0172	1.0172	1.0171	1.0171
2.9	1.0196	1.0196	1.0194	1.0189	1.0189	1.0185	1.0185	1.0182	1.0182	1.0180	1.0180	1.0179	1.0179	1.0178	1.0178	1.0177	1.0177
3.0	1.0203	1.0203	1.0201	1.0196	1.0196	1.0192	1.0192	1.0188	1.0188	1.0186	1.0186	1.0185	1.0185	1.0184	1.0184	1.0183	1.0183
3.1	1.0210	1.0210	1.0208	1.0203	1.0203	1.0200	1.0200	1.0196	1.0196	1.0194	1.0194	1.0193	1.0193	1.0192	1.0192	1.0191	1.0191
3.2	1.0217	1.0216	1.0214	1.0209	1.0209	1.0205	1.0205	1.0202	1.0202	1.0200	1.0200	1.0199	1.0199	1.0198	1.0198	1.0197	1.0197
3.3	1.0224	1.0223	1.0221	1.0216	1.0216	1.0212	1.0212	1.0208	1.0208	1.0206	1.0206	1.0205	1.0205	1.0204	1.0204	1.0203	1.0203
3.4	1.0230	1.0230	1.0228	1.0223	1.0223	1.0219	1.0219	1.0215	1.0215	1.0213	1.0213	1.0212	1.0212	1.0211	1.0211	1.0210	1.0210
3.5	1.0237	1.0237	1.0235	1.0229	1.0229	1.0225	1.0225	1.0221	1.0221	1.0219	1.0219	1.0218	1.0218	1.0217	1.0217	1.0216	1.0216
3.6	1.0244	1.0244	1.0242	1.0236	1.0236	1.0232	1.0232	1.0228	1.0228	1.0226	1.0226	1.0225	1.0225	1.0224	1.0224	1.0223	1.0223
3.7	1.0251	1.0251	1.0249	1.0243	1.0243	1.0239	1.0239	1.0235	1.0235	1.0233	1.0233	1.0232	1.0232	1.0231	1.0231	1.0230	1.0230
3.8	1.0258	1.0258	1.0256	1.0250	1.0250	1.0246	1.0246	1.0242	1.0242	1.0240	1.0240	1.0239	1.0239	1.0238	1.0238	1.0237	1.0237
3.9	1.0263	1.0263	1.0262	1.0256	1.0256	1.0252	1.0252	1.0248	1.0248	1.0246	1.0246	1.0245	1.0245	1.0244	1.0244	1.0243	1.0243
4.0	1.0272	1.0271	1.0269	1.0263	1.0263	1.0259	1.0259	1.0255	1.0255	1.0253	1.0253	1.0252	1.0252	1.0251	1.0251	1.0250	1.0250

T A B L A No. XIX

F_m.- FACTORES PARA MEDIDORES CON MERCURIO.

DENSIDAD RELATIVA	PRESION DE ESCURRIMIENTO (lb/pg ²)						
	0	500	1000	1500	2000	2500	3000
	TEMPERATURA AMBIENTE = 0°F.						
0.55	1.0000	0.9989	0.9976	0.9960	0.9943	0.9930	0.9921
0.60	1.0000	0.9988	0.9972	0.9952	0.9932	0.9919	0.9910
0.65	1.0000	0.9987	0.9967	0.9941	0.9920	0.9908	0.9900
0.70	1.0000	0.9985	0.9961	0.9927	0.9907	0.9896	0.9890
0.75	1.0000						
	TEMPERATURA AMBIENTE = 40°F.						
0.55	1.0000	0.9990	0.9979	0.9967	0.9954	0.9942	0.9932
0.60	1.0000	0.9980	0.9976	0.9962	0.9946	0.9933	0.9923
0.65	1.0000	0.9988	0.9973	0.9955	0.9937	0.9923	0.9913
0.70	1.0000	0.9987	0.9970	0.9947	0.9926	0.9912	0.9903
0.75	1.0000	0.9986	0.9965	0.9937	0.9915	0.9902	0.9893
	TEMPERATURA AMBIENTE = 80°F.						
0.55	1.0000	0.9991	0.9981	0.9971	0.9960	0.9950	0.9941
0.60	1.0000	0.9990	0.9979	0.9967	0.9955	0.9943	0.9933
0.65	1.0000	0.9989	0.9977	0.9963	0.9948	0.9935	0.9925
0.70	1.0000	0.9988	0.9974	0.9958	0.9940	0.9926	0.9915
0.75	1.0000	0.9987	0.9971	0.9951	0.9931	0.9916	0.9906
	TEMPERATURA AMBIENTE = 120°F.						
0.55	1.0000	0.9992	0.9983	0.9974	0.9965	0.9956	0.9948
0.60	1.0000	0.9991	0.9981	0.9971	0.9960	0.9950	0.9941
0.65	1.0000	0.9990	0.9979	0.9967	0.9955	0.9944	0.9934
0.70	1.0000	0.9989	0.9977	0.9963	0.9950	0.9937	0.9926
0.75	1.0000	0.9988	0.9975	0.9959	0.9943	0.9929	0.9918

Los valores intermedios de presión, temperatura y densidad serán interpolados.

Nota: Esta tabla deberá usarse para medidores de tipo con mercurio en donde el gas esté en contacto con la superficie del mercurio

REFERENCIAS

CAPITULO V

- 1) H. Bess Oberto P., A. Zavala A.; "Manual de Medición de Fluidos", Petróleos Mexicanos; 1966.
- 2) American Gas Association ; "Orifice Metering of Natural Gas"; 1515 Wilson Boulevard, Arlington; 1978.
- 3) Díaz Sánchez Fernando, "Técnica de Medición por Medio de Orificios en Placa y su Aplicación a la Industria Petrolera"; Facultad de Ingeniería; UNAM; Tesis Profesional.
- 4) Garaicochea Petirena Francisco; "Transporte de Hidrocarburos" Apuntes de clase ; Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 5) Mercadillo Aguilar Carlos; "Importancia de la Automatización de Sistemas en la Medición de Crudos de Exportación para cumplir con Normas Internacionales"; Ingeniería Petrolera; enero de 1984.

C A P I T U L O V I

MUESTREO Y ANALISIS DE LOS FLUIDOS MANEJADOS

INTRODUCCION.

La determinación de la calidad del crudo es una de las operaciones más importantes dentro del manejo de los hidrocarburos en la superficie y para efectuarlo es necesario recolectar muestras bajo las normas establecidas. Debe tenerse cuidado para estar seguro de que la muestra sea representativa del volumen total del crudo. Errores de gran magnitud pueden introducirse como resultado de un muestreo incorrecto o inapropiado.

Por ejemplo: en el muestreo del aceite que fluye en la tubería de descarga de un pozo se encuentran grandes variaciones en el porcentaje de agua o aceite. Aunque se hicieran muestreos a intervalos regulares y se promediaran los resultados, es mejor conducir el aceite a un tanque de aforo (prueba) y muestrearlo después que el agua se haya separado por gravedad. Una vez examinado, el valor obtenido será mucho más representativo que el deducido a partir de muestras en la tubería de escurrimiento. Además, parte del agua se encuentra emulsionada, por lo que no se depositará. También se encuentran en suspensión pequeñas partículas de arcilla o arena. Esto sucede sobre todo cerca del fondo del tanque, por lo que un muestreo a diferentes profundidades nos mostrará un incremento en los porcentajes de agua y sólidos conforme nos acercamos al fondo. El aceite almacenado por largo tiempo muestra una estratificación bien definida, por lo que se debe muestrear a diferentes profundidades y los resultados de los análisis promediarlos para obtener valores significativos.

Este capítulo se divide en dos secciones: Una se refiere al equipo empleado en la toma de muestras y en los métodos para recolectarlos, tanto en tanques, como en tuberías de conducción.

VI.2

La segunda parte se relaciona con los análisis que se le hacen al petróleo crudo para determinar la densidad relativa, el porcentaje de agua y sólidos y la presión de vapor, mencionando brevemente el equipo y el procedimiento, así como su utilidad.

VI.3

VI.1 Técnicas de Muestreo de Fluidos.

EQUIPO:

Extractor: sirve para tomar muestras en un tanque a cualquier profundidad y evita que se contamine al sacarla. Está hecho de metal de baja tendencia a la chispa, es decir, que el acero no debe, al tener fricción con el crudo al desplazarlo dentro del tanque, producir chispas que provoquen el incendio del tanque. Consta de las siguientes partes: un recipiente que sirve para almacenar la muestra; válvulas para extraer la muestra del interior; varillas de extensión para sacar muestras a cualquier profundidad; una escala para determinar la altura de la columna de agua y sólidos; una abertura para medir la densidad relativa ó la temperatura; un contrapeso para mantener el extractor en posición vertical; y un cable de acero para sumergir el extractor a cualquier profundidad dentro del tanque.

Botella: (Fig. VI.1) Es un envase de metal o de vidrio donde se recolectan muestras al sumergirlo en un tanque o conectarlo a una válvula muestreadora. En el fondo tiene un contrapeso con el fin de poder sumergirlo en el tanque. La abertura de la boca de la botella varía entre 18.75 mm. y 38.1 mm. y tiene una longitud de 349.25 mm. El diámetro de la boca depende del tipo de crudo a muestrear. Tiene un tapón para proteger la muestra de la contaminación.

Adicionalmente a este equipo existe un portamuestras, que es una probeta que sirve para detectar el porcentaje de agua del tanque; una copa que sirve para mezclar varias muestras de un tanque y a partir de ahí hacerles pruebas para determinar los valores por medio de sus profundidades.

METODOS DE MUESTREO

Existen varias técnicas en el muestreo a tanques. La primera de ellas consiste en obtener una muestra compuesta, es decir, obtener varias muestras a diferentes profundidades y analizarlas independientemente para después promediar los resultados; o también mezclarlos en una copa y analizar la mezcla. Las profundidades de las muestras recolectadas dependerán del nivel del aceite en el tanque. Si se encuentra a su máxima capacidad se pueden recolectar tres muestras: Una en la parte superior, una en la intermedia y otra en la parte inferior, cerca de la salida de la descarga. Si se encuentra a dos tercios de su capacidad total se toma una muestra en la parte superior y otra en la inferior. Si se encuentra a la mitad o menos, se toma una muestra a la mitad de la columna de aceite.

VI.4

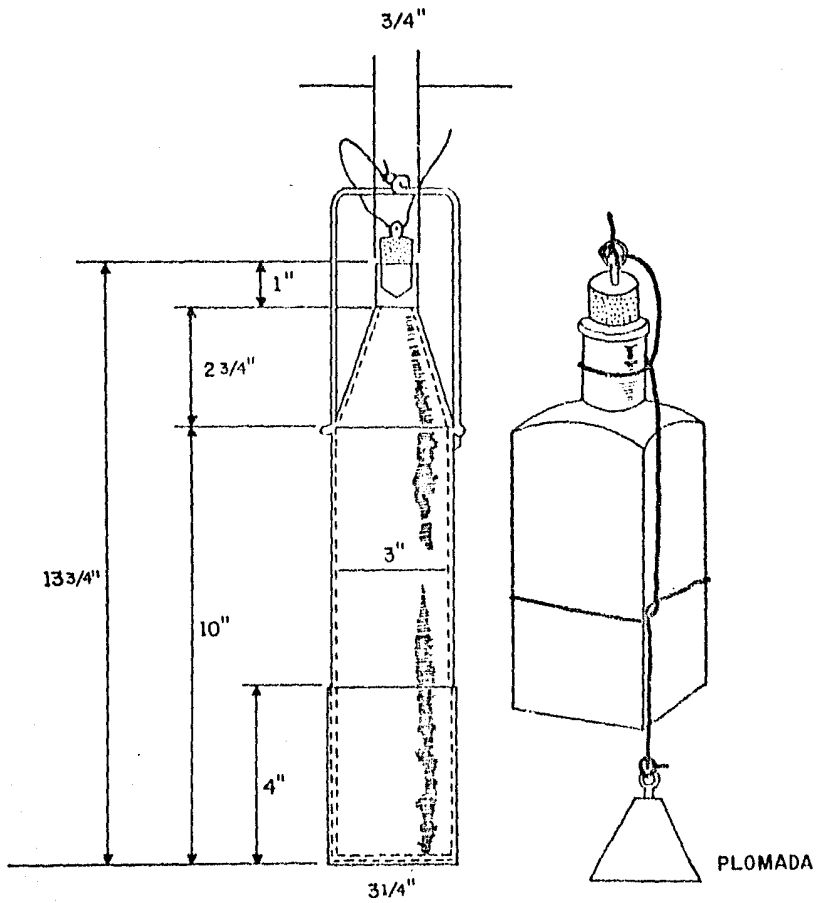


FIG.VI.1 MUESTREADORES TIPO "BOTELLA".

VI.5

Otra técnica consiste en obtener una muestra continua - (All-levels Sample). Esta consiste en introducir el extractor o la botella tapada hasta el fondo del tanque al llegar ahí se retira el tapón y se empieza a subir el envase a una velocidad uniforme, permitiendo que se recolecte una muestra del crudo -- que represente aproximadamente el 85% del volumen total del tanque.

Un método más consiste en obtener una muestra corrida - (Running Sample). Se introduce la botella o el extractor destapado en el aceite hasta la profundidad de la descarga del tanque, llenándose el recipiente; al llegar al fondo se sube, renovándose el líquido contenido, a una velocidad uniforme, permitiendo que se llene hasta alrededor del 85% de su capacidad.

Al obtener la muestra en la parte superior del tanque, - en cualquiera de los métodos descritos anteriormente, debe tenerse la precaución de que sea por lo menos 30 cm debajo del nivel superior del aceite, para evitar la contaminación. Al hacerlo en la parte media debe ser lo más exacto posible. Al hacerlo en la parte inferior debe encontrarse a un nivel más abajo de la descarga. Cuando se sube o se baja el recipiente muestreador debe moverse lentamente con el fin de evitar la agitación del contenido, ya que esto puede provocar la evaporación de los componentes ligeros.

Los muestreos (válvulas muestreadoras) constituye otro procedimiento de muestreo. Son válvulas que se instalan en la pared del tanque. Están formadas por un tubo que traspasa la pared del tanque y por una válvula de cierre. El diámetro del tubo varía entre 12.5 mm. y 18.75 mm., dependiendo del tipo de crudo. El extremo del tubo dentro del interior del tanque debe estar por lo menos a 10 cm. de la pared. Cuando la capacidad -- del tanque es menor a 1590 m³ la disposición de las válvulas -- muestreadoras es la siguiente: la superior se coloca a 45 cm. -- debajo del techo (cúpula) del tanque y la intermedia equidistante de las anteriores. Además existe otra a 10 cm. debajo de la descarga para muestrear el aceite que no se bombea. Para tanques mayores a 1590 m³ se instalan por lo menos dos juegos de 5 válvulas equidistantes del tubo de descarga y del tubo de llenado.

Quando se inicia la toma de una muestra, primeramente - se deberá drenar un volumen igual a dos veces el de la válvula muestreadora, para evitar recolectar aceite estancado y después se recaba la muestra. Debe procurarse que el volumen de las -- muestras que se obtiene de las diferentes válvulas sea el mismo!

MUESTREO EN TUBERIAS DE CONDUCCION.

CRUDO:

Las muestras de crudo que se obtienen en tuberías se toman en conexiones que se encuentran preferentemente en líneas verticales, y si están en líneas horizontales, deben estar situadas arriba de la parte media del tubo y penetrar hasta el centro del mismo. La parte de la conexión que se encuentra en la línea donde puede estar perforada o con un bisel al final que tenga un ángulo de 45° y esté dirigido en contra del flujo. Las muestras se recolectan en una botella de vidrio o metal y después se guarda en un contenedor, para efectuar su análisis.

GAS NATURAL:

Para evitar la acumulación de líquido y polvo en gasoductos, primeramente se debe tener la información sobre las condiciones de flujo y operación del sistema, tales como: diámetros y longitudes de tuberías, presiones, gastos, temperaturas, mantenimiento a las tuberías y análisis composicional del gas. Esta información es útil al identificar el problema, contando con un muestreo y análisis de las partículas contenidas en el flujo de gas.

Muestreo: El muestreo de las partículas suspendidas en la corriente de gas es muy importante, ya que la selección de los dispositivos que se usarán para eliminarlas, depende en gran parte de sus características. El muestreo debe ser cuidadoso, a fin de que la muestra sea representativa de las partículas contenidas en el gas.

Instrumentos de Muestreo: El funcionamiento de los dispositivos de muestreo está basado en uno o más fenómenos físicos asociados con las partículas pequeñas, tales como su comportamiento bajo la influencia de fuerzas externas, las propiedades ópticas de las partículas sólidas y líquidas en medios gaseosos.

De acuerdo al principio de funcionamiento de los instrumentos de muestreo se dividen, en dos grupos: a) de detección b) colección de partículas.

a) El instrumento de detección que se ha empleado más ampliamente, es el dispersor de luz, un dispositivo que mide la intensidad de la luz dispersa por las partículas suspendidas. Calibrando el aparato se puede obtener la concentración de las

partículas en el gas.

El primer instrumento basado en la dispersión de la luz fue desarrollado por la Mer y Sinclair (Fig. VI.2). Sus principales componentes son: una fuente luminosa, un conjunto de lentes y difractores, una fotocelda, un amplificador, un medidor, y un registrador. En este aparato se hace fluir el gas a través de un rayo de luz y las partículas se detectan en la fotocelda, como pequeñas manchas luminosas en un fondo negro. Posteriormente estas manchas se amplifican, se miden y se registran, con lo que se obtiene la concentración de las partículas en el gas.

b) Colectores de partículas: En estos dispositivos se hace pasar una muestra de gas a través del colector, el cual se para las partículas suspendidas, las cuales se pueden examinar ya sea con el microscopio o bien por análisis físicos y químicos.

Los aparatos de muestreo más usados son los filtros, de los cuales existen dos tipos: a) Filtro tipo Mat b) Membranas Porosas. Los primeros están fabricados de papel o fieltro y se emplean cuando se desea coleccionar muestras para análisis gravimétricos y químicos. El tipo Membrana colecta las partículas sobre su superficie, facilitando su examen microscópico. Las partículas líquidas no se pueden examinar porque son absorbidas por el fieltro, por lo cual únicamente son útiles con partículas sólidas.

Sistema de Muestreo: La disposición de los componentes del sistema para muestreo de gas en una línea, se muestra en la Fig. VI.3.

Aunque la configuración del sistema mostrado puede variar, los componentes básicos son los mismos. Las partes más importantes son: el probador de muestreo y la boquilla. El equipo incluye un colector o detector de partículas tal como un filtro o un fotómetro dispersor de luz. Para controlar el flujo a través del probador, se coloca una válvula después del detector. El gasto se registra continuamente durante el muestreo, mediante un medidor de flujo. La línea, en la sección de muestras debe tener un empaque, para extraer e insertar el probador sin que ocurran fugas de gas.

El diámetro de la boquilla debe ser preferentemente mayor de 0.40 pg. y su borde biselado para reducir la turbulencia.

Para que la muestra sea representativa, el muestreo del gas debe ser ISOCINETICO, es decir el gasto de gas a través del probador debe ser tal que la velocidad del gas en la boquilla sea la misma que en el gasoducto. La Fig. VI.4 sirve para obtener el gasto de flujo necesario para que el muestreo sea ---

A B D E H LENTES
 F G DIFRACTORES
 C PARCHE OPACO
 I FOTOCELDA

VI.8

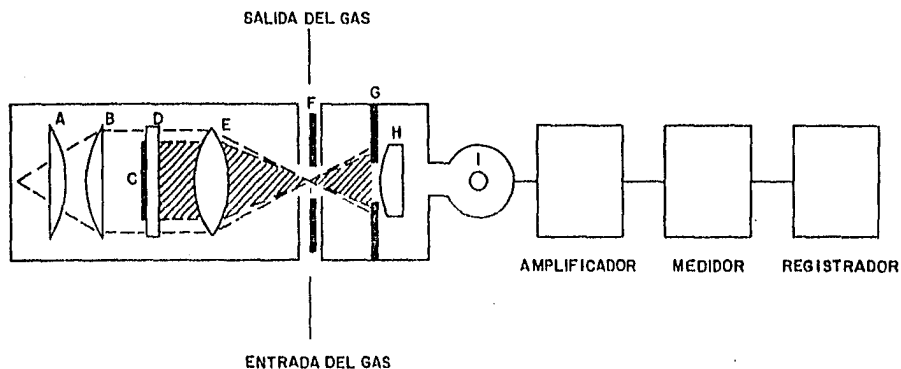


FIG. VI.2 DIAGRAMA DEL APARATO DE LaMer Y SINCLAIR.

- 1 BOQUILLA DE MUESTREO
- 2 DETECTOR O COLECTOR DE PARTICULAS
- 3 VALVULA
- 4 MEDIDOR DE FLUJO
- 5 EMPAQUE
- 6 PROBADOR DE MUESTREO
- 7 y 8 DISPOSITIVO PARA FIJAR EL SISTEMA
- 9 GASODUCTO

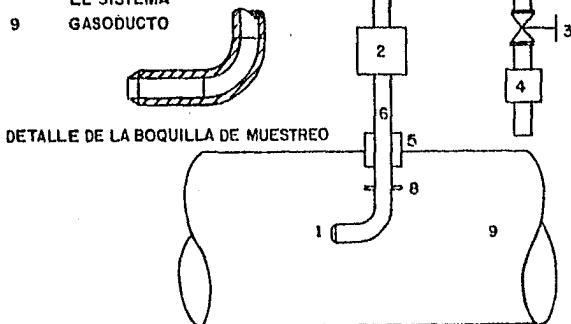


FIG. VI.3 SISTEMA PARA MUESTREO DE PARTICULAS CONTENIDAS EN LA CORRIENTE DE GAS.

VI.9

ISOCINETICO, si se entra con el diámetro de la boquilla y la velocidad en la línea.

El punto de muestreo, se debe localizar a lo largo de una sección recta del ducto, donde el gas fluya sin perturbaciones. Nunca deben ponerse después de codos o contracciones, porque se provocan turbulencias que afectan la corriente de gas.

El probador se puede colocar en diferentes posiciones, como muestra la Fig. VI.5, en teoría la configuración más conveniente es la VI.5 (a), ya que la corriente de gas a través del probador no cambia de dirección. Sin embargo esta forma de muestreo está limitada a tuberías de diámetro pequeño, ya que el probador para tuberías de gran diámetro debe ser muy largo y resulta difícil de manejar. La boquilla de muestreo debe localizarse al menos 10 diámetros de tubería antes del cambio de dirección a fin de evitar las turbulencias causadas por el cambio de dirección en la línea.

En la Fig. VI.5 (b), el probador está situado a un lado del tubo. En este caso el flujo de gas es siempre horizontal, y se tiene el problema de depositación de partículas en el probador. La depositación se puede reducir, disminuyendo la longitud del probador.

En las Figs. VI.5 (c) y (d) el probador está colocado arriba o abajo del gasoducto. Las pérdidas por impacto de las partículas y la depositación es mínima en el segundo caso, ya que las partículas tienden a moverse por gravedad a través del probador. Otra ventaja del muestreo desde abajo es que la velocidad no es tan crítica debido a que la depositación y el flujo ocurren en la misma dirección.

Cuando el muestreo se hace desde arriba existe el inconveniente de acumulación de partículas en el cambio de dirección del probador.

MUESTREO AUTOMATIZADO

Los muestreadores automatizados se dividen en proporcionales y no proporcionales. Los proporcionales se subdividen en: continuos e intermitentes; en los continuos se toman muestras en forma permanente y en los intermitentes en etapas. Los muestreadores automatizados proporcionales recogen muestras cuyo volumen sea proporcional al gasto del aceite, ya sea variando el volumen de la muestra o cambiando el muestreo de continuo a intermitente o viceversa. Los muestreadores no proporcionales solo

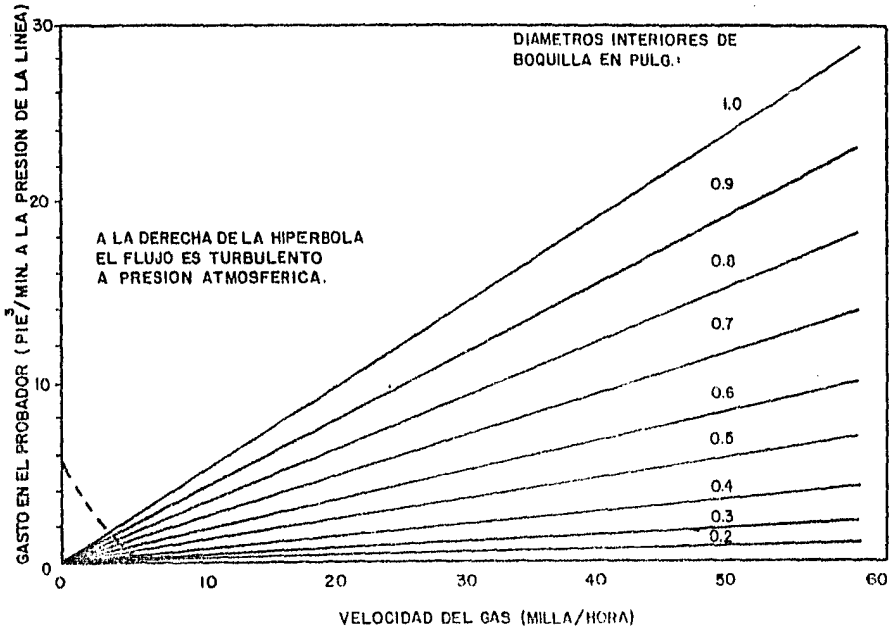


FIG. VI.4 RELACION DEL GASTO EN EL PROBADOR Y VELOCIDAD DEL GAS EN LA LINEA PARA MUESTREO ISOCINETICO.

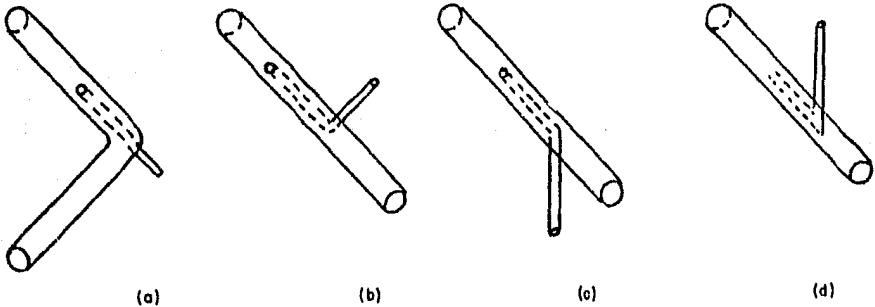


FIG. VI.5 DIFERENTES POSICIONES DEL SISTEMA DE MUESTREO.

se recomiendan en casos donde el gasto de crudo no varíe significativamente.

En el muestreo tanto en tuberías de conducción como en el automatizado existe un equipo adicional: LA SONDA MUESTRADORA Y EL CONTENEDOR.

La sonda muestreadora es un dispositivo que se usa para extraer una pequeña cantidad de aceite que sea representativa del volumen total que se transporta. Existen diferentes tipos; uno de ellos es un tubo que se extiende hasta el centro de la tubería cuyo extremo está biselado a 45° y en contra del flujo. Otro es un tubo perforado perpendicular y en contra del flujo; el tamaño y la posición de los agujeros dependen del tipo de crudo, evitando la entrada de partículas y la estratificación para tomar una muestra representativa. Se colocan en tuberías verticales y de diámetro reducido, para eludir la estratificación.

El contenedor es un recipiente que sirve para almacenar una muestra obtenida durante cierto tiempo y permitir su transporte.

Hay dos diseños básicos: El contenedor atmosférico que se usa para reducir las pérdidas por evaporación y proteger la muestra de la contaminación y el contenedor cerrado que elimina las pérdidas de volumen. Ambos contenedores deberán construirse de manera que puedan inspeccionarse por dentro y limpiarse fácilmente.

MUESTREO A POZOS DE GAS Y CONDENSADO

El muestreo a pozos de gas y condensado no se efectúa con los métodos mencionados anteriormente, debido a las condiciones existentes tales como: Alta relación Gas-Líquido, alta presión de flujo, volatilidad de los componentes líquidos, etc. Por lo que una manera de recolectar muestras, es colocando un tubo muestreador en el árbol de válvulas que desvía parte del fluido del yacimiento hacia una unidad especial donde se hacen los análisis. Otra manera práctica pero no muy recomendable es por medio de una bala metálica portátil con mangueras de alta presión, la cual se conecta directamente al cabezal del pozo y se toma la muestra a la presión que se requiera.

VI.2 Análisis de Fluidos Requeridos para Diferentes Necesidades y su Interpretación.

ANALISIS DE PETROLEO CRUDO.

Determinación de la densidad relativa: La densidad relativa se define como la relación que existe entre el peso específico de una sustancia y la del agua ($\gamma = 1.0$) Generalmente se mide a condiciones estandar, o sea, a una temperatura de 15.5 °C y 1 atmósfera de presión. Cuando las condiciones a las que se mide son diferentes a las mencionadas (principalmente la temperatura) es necesario corregir ese valor para obtenerlo a las condiciones estandar.

Otra manera de manejar la densidad relativa es con la escala de grados °API, que se obtiene con la siguiente fórmula:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5$$

Para obtener la densidad relativa (γ) del crudo se usa un densímetro o hidrómetro (Fig. VI.6) .La escala del mismo varía de acuerdo al tipo de crudo que se vaya a analizar y puede estar en °API o en la escala de gravedad específica.

Para efectuar el análisis de (γ) se puede usar un recipiente de metal o vidrio, con una marca de aforo; su diámetro interior debe ser por lo menos 5 cm mayor al diámetro exterior del densímetro así como la altura debe ser 2.5 cm mayor a la del densímetro cuando este alcanza el punto de equilibrio.

Se vacía el crudo en el recipiente (metal o vidrio) hasta su marca de aforo, evitando la formación de burbujas y en el caso de que se formen, hay que eliminarlas usando un papel filtro. Después se introduce el densímetro hasta un nivel en el que flote libremente, cuidando que no roce las paredes del recipiente. Cuando se equilibre totalmente se toma la lectura en la que el nivel del crudo marque la escala del densímetro. Este será el valor de (γ) a la temperatura del crudo. En caso de que la temperatura sea diferente a 15.5 °C será necesario corregirla para transformarla a las condiciones estandar.

DETERMINACION DE LA PRESION DE VAPOR

Cuando los líquidos se evaporan, las moléculas que escapan de la superficie ejercen una presión parcial en el espacio,

COMBINADO

SIMPLE

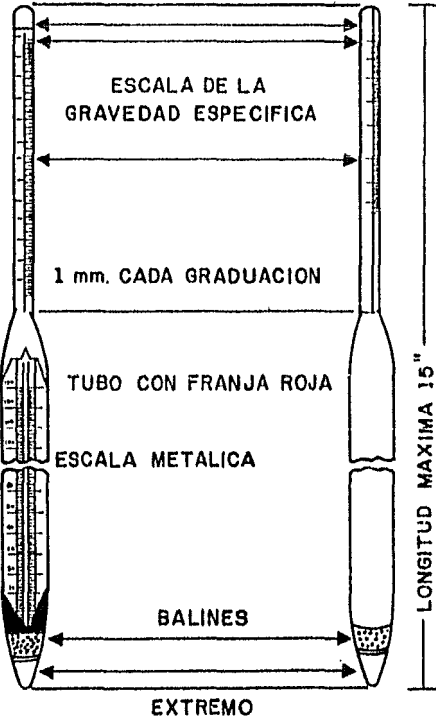


FIG. VI.6 DENSIMETROS O HIDROMETROS.

conocida como " Presión de Vapor ". Si el espacio por encima de la superficie libre del líquido se encuentra limitado, entonces, después de cierto tiempo, el número de moléculas de vapor que chocan contra la superficie de líquido y se condensan, resulta igual al número de moléculas que escapan de la superficie en un intervalo de tiempo dado, estableciéndose el equilibrio. Como el fenómeno depende de la actividad molecular y ésta a su vez es función de la temperatura, LA PRESION DE VAPOR de un fluido depende de la temperatura y aumenta con ella. Cuando la presión que actúa sobre un líquido es igual a su presión de vapor se presenta la EBULLICION.

La prueba de la determinación de la PRESION DE VAPOR se puede dividir en tres etapas: El muestreo, la transferencia de la muestra del contenedor a la cámara de gasolina y el análisis de la presión de vapor.

El muestreo deberá hacerse con especial cuidado para evitar la evaporación de los componentes ligeros, y por consiguiente alterar la composición de la muestra provocando que la presión de vapor sea diferente a la del crudo almacenado. Se puede efectuar utilizando los métodos antes descritos. Sin embargo hay un método muy recomendable que es el MUESTREO EN FRIO . Consiste en tomar una muestra de una válvula muestreadora a una temperatura muy baja. Para ello se conecta una línea de cobre de 6.25 mm a la válvula, después de purgarla para prevenir el que se tome una muestra de crudo estancado; el otro extremo se conecta a un serpentín (línea de cobre de 6.25 mm enrollado) que está sumergido con un recipiente que contiene un baño de hielo o de agua fría. En seguida del serpentín se encuentra una válvula que permite el control del fluido y también se usa como contrapresión. A esta válvula de control se conecta el contenedor donde se va a recolectar la muestra y que también está sumergido en el baño de hielo. El objeto de la válvula de contrapresión es para evitar que al tomar la muestra exista una caída de presión muy grande que permita la evaporación de los componentes ligeros. Con ella se crea una caída de presión apenas suficiente para que el crudo fluya al contenedor. La muestra debe representar del 70 al 80% del volumen del contenedor.

La transferencia de la muestra (Fig. VI.7) del contenedor a la cámara de gasolina, consiste en trasladar la muestra del contenedor a uno de los componentes que se usa para medir la presión de vapor, sin que transfiera el vapor que hay en el contenedor, pues alteraría el valor de la presión de vapor.

La última etapa es la medición de la presión vapor. El aparato que se usa se le llama RECIPIENTE DE PRESION DE VAPOR. (Fig. VI.8). Se compone de una cámara de gasolina, cámara de

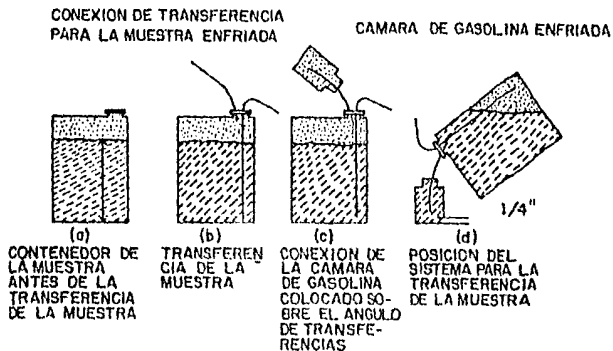


FIG. VI.7 METODO DE TRANSFERENCIA DE LA MUESTRA DEL CONTENEDOR TIPO ABIERTO A LA CAMARA DE GASOLINA.

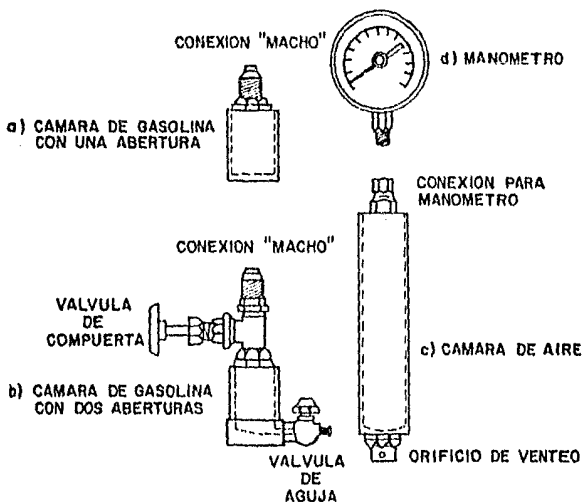


FIG. VI.8 RECIPIENTE PARA DETERMINAR LA PRESION DE VAPOR.

aire, un manómetro y conexiones. A la cámara de aire también se le llama superior y a la de gasolina inferior. La relación entre el volumen de la cámara superior y el de la inferior debe variar entre 4.2 y 3.8. La cámara de aire es un cilindro de diámetro - de 5 cm-5.3125cm y de longitud de 25cm \pm 0.3125cm. En un extremo tiene una conexión de 6.25cm de diámetro para instalar el manómetro. En el otro hay una conexión para acoplarla con la cámara de gasolina. Con respecto a la cámara de gasolina hay de dos tipos: de una abertura y de dos aberturas. Es del mismo diámetro que el de la cámara anterior, pero difiere en su longitud. La diferencia entre una y otra es que la de dos aberturas tiene una válvula de aguja de 6.25mm. El manómetro es de Bourdon con un rango de presión que varía de acuerdo a la presión de vapor de la muestra. Adicionalmente se usa un recipiente donde se somete a la bomba a un baño maría y otro para la muestra.

El procedimiento de la prueba es el siguiente:

Antes de armar el equipo, la cámara de aire debe purgarse totalmente de líquidos o vapores provenientes de pruebas anteriores. Además debe limpiarse con agua tibia por lo menos 5 veces. El Bourdon del manómetro también debe limpiarse con un reflujo de aire durante 5 minutos. Después se conecta el manómetro con la cámara de aire y se instala el termómetro en la cámara cuidando que el bulbo no toque las paredes. Se espera un tiempo suficiente para medir la temperatura inicial del aire en la cámara. Después de transferir la muestra a la cámara de gasolina, se conecta ésta a la cámara de aire. Luego se agita vigorosamente la bomba durante un tiempo. En seguida se sumerge la bomba en el baño maría, que se encuentra a $37.77^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$. El nivel del agua debe estar no más de 2.5 cm arriba de la parte superior de la cámara de aire. Debe vigilarse la existencia de fugas al sumergir la bomba. Al transcurrir 5 minutos se toma la lectura del manómetro. Se saca la bomba del baño maría y se vuelve a agitar, aproximadamente unos dos minutos para que no se enfrie. Posteriormente se sumerge en el baño de nuevo. Este procedimiento se repite unas 4 o 5 veces hasta alcanzar el equilibrio.

Si después la lectura no varía (en el manómetro) el valor obtenido es la presión de vapor a 37.77°C no corregida. Para obtener la presión de vapor REID deberá rectificarse debido al error existente del manómetro y por el cambio de presión del agua y del aire en la cámara de aire debido a la diferencia entre las temperaturas del aire y del baño maría.

ANALISIS DEL CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS

Para efectuar este análisis existen los siguientes métodos:

- 1) Método de la Centrifuga
- 2) Método por Depositación por Gravedad
- 3) Método por Destilación

1) Método de la Centrifuga: Consiste en llenar dos tubos graduados (perillas cónicas o esféricas) hasta la marca del 50%, con un solvente (Bencol, Tolueno, Gasolina Blanca) y añadir la muestra a analizar hasta la marca del 100% agitarlos hasta que se mezcle bien, posteriormente se colocan en la centrifuga y se centrifugan a una velocidad de 1500 rpm. Durante un tiempo que varía entre 3 y 10 minutos, dependiendo de las características de la mezcla. Luego se lee directamente el % Agua y sólidos con una exactitud de 0.1%. Después se colocan en la centrifuga durante un período de tiempo igual al final del cual se toma de nuevo la lectura. Si la diferencia de lecturas está fuera de un rango de 0.2% se vuelven a colocar en la centrifuga; cuando esten en el rango se suman las lecturas y ese valor será el % de agua y sólidos de la muestra. En cierto tipo de crudo es necesario calentar hasta 60°C antes de hacer la medición, para evitar que dentro del contenido de agua y sólidos se incluya material ceroso.

2) Método por depositación por gravedad: Se usa un cilindro de cristal de fondo plano (Matraz). Se llena el matraz con la muestra hasta la marca 100% y se coloca en un calentador a una temperatura de 50°C durante 24 horas. Después se retira el matraz y se toma la lectura del % Agua y sólidos. De preferencia colocar un termostato para regular la temperatura.

3) Método por destilación: Para esta prueba se toman 100 cm³ de la muestra y se coloca en un matraz de 500 cm³ se agregan 100 cm³ de gasolina y 25% de bencol. El matraz se coloca en el aparato para destilación de agua que consiste en un refrigerante de 30.5 cm de longitud y una trampa de 10 cm³ con el objeto de que el agua no vuelva al matraz. Se calienta el matraz hasta 150°C con lo que el agua que hay en la muestra se evaporará al pasar por el refrigerante se condensa y escurre a la trampa, en donde se almacena. La lectura del porcentaje de agua se toma directamente de la trampa.

REFERENCIAS

CAPITULO VI

- 1) "Medición, Toma de Muestras y Análisis de Petróleo Crudo"; Norma 2500 API.
- 2) Nolasco M. Jesús; "Eliminación de Líquidos y Polvo en Gaso ductos y Redes de Distribución"; I.M.P. 1973.
- 3) Uren Charles Lester; "Ingeniería de Producción de Petróleo"; Mc. Graw-Hill Book Company Inc, 1965.

C A P I T U L O V I I .

TRATAMIENTO DE CAMPO DE CRUDO Y GAS

INTRODUCCION.

En la actualidad dos terceras partes de la producción mundial de crudo se obtiene en forma de emulsión, que necesariamente debe ser tratada.

El agua salada fluye con el aceite en forma de baches (más o menos grandes) o como pequeñas gotas dispersas en forma estable en la masa del aceite. En el primer caso se trata de una simple mezcla de aceite y agua. En el segundo de una emulsión.

Los problemas de desemulsificación de crudos son cada vez más difíciles de resolver, ya que el aceite producido bajo los modernos métodos de recuperación adquiere un grado mayor de emulsificación. Los métodos de tratamiento de las emulsiones han evolucionado notablemente, desde el simple reposo en vasijas convencionales hasta la aplicación de voltajes eléctricos elevados, pasando por los diferentes métodos mecánicos, térmicos y químicos. Generalmente, el tratamiento de las emulsiones se efectúa combinando los efectos gravitacionales, mecánicos, térmicos, químicos y eléctricos. Aunque el conocimiento de la naturaleza de las emulsiones de agua y aceite ha fluido en el establecimiento de la tecnología básica para su tratamiento, los enfoques empíricos para el desarrollo de procesos y productos, en estudios de laboratorio, plantas piloto e instalaciones de campo siguen siendo factores decisivos. El desarrollo de productos químicos que ayudan a la desemulsificación, no es la excepción.

Queda manifiesta la importancia de la deshidratación y desalado al nivel más alto posible, mediante la selección apropiada del proceso y equipo de campo.

Dentro de un sistema de oleoductos que conducen el aceite a una refinería o a un puerto para su exportación deben manejarse crudos con valores de agua y sal similares a los mencionados en el capítulo II. Si en algún punto del sistema no se obtiene el crudo bajo condiciones aceptables, debe modificarse o ins-

VII.2

talarse, la planta de deshidratación para no deteriorar el trabajo ya realizado.

Conceptos Fundamentales.

a) EMULSION. Una emulsión es una mezcla íntima y estable de agua y aceite. Más rigurosamente, una emulsión es un sistema heterogéneo constituido, por lo menos, por un líquido no miscible disperso íntimamente en otro en forma de gotas, cuyos diámetros son generalmente mayores de 0.10 micras. La estabilidad de dicho sistema puede alternarse por medio de agentes activos de superficie, sólidos finamente divididos, etc.

La fase formada por las gotas aisladas se llama fase dispersa o interna. La fase que forma la matriz en donde las gotas están suspendidas, se llama fase continua o externa.

b) TENSION SUPERFICIAL. La tensión superficial es una propiedad de los líquidos que los distingue de los gases. En el seno de un líquido, las moléculas se atraen entre sí estas fuerzas de atracción, que son una combinación de fuerzas de Van Der Waals y de las fuerzas electrostáticas que están en equilibrio. En la superficie del líquido, estas fuerzas no están balanceadas ya que no hay moléculas de líquido en la parte superior. La resultante es una fuerza perpendicular a la superficie. Puede decirse que la superficie del líquido, por la acción de esta fuerza tiende a contraerse.

c) TENSION INTERFACIAL. Hasta ahora solamente se han considerado las propiedades entre un líquido y un gas, que puede ser el aire o el vapor del líquido. De mayor importancia en problemas de deshidratación, es la existencia de cierta tensión entre dos líquidos, denominada tensión interfacial.

Cuando dos líquidos no miscibles se ponen en contacto aparece una interfase. Las fuerzas de atracción que actúan en las moléculas de la interfase de los dos líquidos no están balanceadas, con el consiguiente desarrollo de una tensión interfacial.

La Formación de las emulsiones.

Las emulsiones de aceite y agua son dispersiones de gotas de agua en el aceite, que se vuelven estables por la acción de algunos materiales presentes en el aceite. Este tipo de emulsión es el más común en la Industria Petrolera.

VII.3

Rara vez se encuentra la emulsión inversa, donde la fase se dispersa es el aceite y la fase continua o dispersante es el agua.

Para formar una emulsión es necesario, además del agua y el aceite, la agitación y la presencia de un agente emulsificante que estabilice la mezcla.

Los agentes emulsificantes presentes en el aceite son: Asfaltenos, Resinas, Cresoles, Fenoles, Ácidos orgánicos, Sales metálicas, Sedimentos, Arcillas, productos de la corrosión, sólidos finamente divididos, etc.

Cada gota de agua es cubierta por una película de agente emulsificante; las gotas quedan aisladas entre sí tanto física como eléctricamente. De la naturaleza de esta película rígida o elástica, dependerá la estabilidad de la emulsión. Esta película es el resultado de la adsorción de los agentes químicos emulsificantes polares de alto peso molecular (generalmente asfaltenos).

El aspecto microscópico de una emulsión de agua en aceite, se ilustra en la Fig. VII.1. Las esferas son gotas de agua dispersas en el aceite. El diámetro de las gotas varía de una micra hasta centenas de micras, aunque la mayoría son de unas 10 micras.

Los cambios en el pH de la fase acuosa afectan la naturaleza de la película en forma considerable (Tabla VII.1); --- siendo inestables a un pH de 10.5.

Otros factores que afectan la estabilidad de una emulsión son: el grado de agitación y la viscosidad del aceite. La agitación determina el tamaño de las gotas dispersas; a mayor agitación resulta un menor tamaño de gotas y, por lo tanto, mayor estabilidad de la emulsión.

Un aceite de alta viscosidad permite mantener gotas grandes en suspensión; por otro lado, a las gotas pequeñas se opone una mayor resistencia al asentamiento.

La naturaleza de las emulsiones cambia con el tiempo; la película que rodea a la gota de agua se engruesa y se torna más resistente y la emulsión resulta más estable.

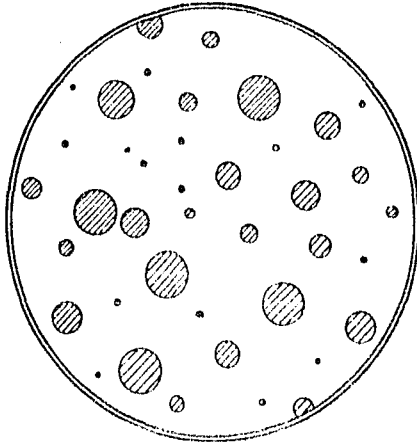


FIG.VII.1 ASPECTO MICROSCOPICO DE UNA EMULSION AGUA/ACEITE.

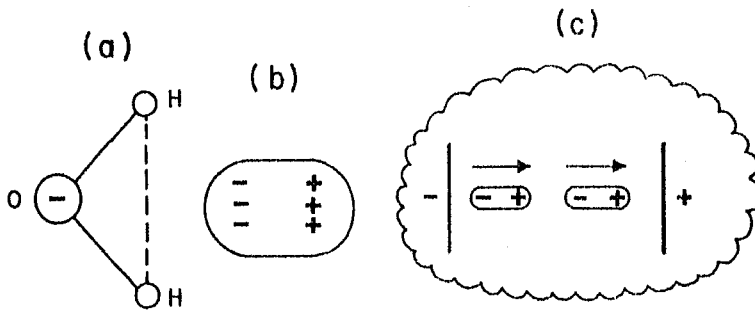


FIG.VII.3 COMPOSICION Y POLARIDAD DE UNA MOLECULA DE AGUA.

Toma de la muestra de emulsión

- a) Es difícil fijar una técnica o procedimiento definitivo para la obtención de la muestra de emulsión, ya que los tipos de instalaciones de deshidratación son variables. Sin embargo, pueden señalarse algunas generalidades y precauciones.
- b) La muestra debe ser representativa de la emulsión que se maneja en la instalación.
- c) Cuando a la instalación concurren emulsiones con reactivo y no sea posible suspender la inyección de éste, es conveniente investigar separadamente cada emulsión, obteniendo la muestra en el punto inmediato anterior a donde se inyecta el reactivo.
- d) En ocasiones hay necesidad de obtener muestras individuales limpias de todas las emulsiones que concurren a una instalación y luego recombinarlas en las proporciones con que llegan a dicha instalación.
- e) En cualquier caso la muestra debe ser tomada bajo las condiciones de turbulencia, temperatura y grado de emulsificación iguales o semejantes a las que prevalecen, en donde se inicia el proceso de deshidratación.
- f) Si la muestra contiene agua libre deberá extraérsele perfectamente.

VII.6

TABLA VII.1 EFECTO DEL pH SOBRE LOS TIPOS
DE EMULSION Y SU ESTABILIDAD

pH	Tipo de Emulsión	Estabilidad de la Emulsión
3.0	agua/aceite	alta
6.0	agua/aceite	alta
10.0	agua/aceite	baja
10.5	ninguna	inestable
11.0	aceite/agua	baja
13.0	aceite/agua	baja

Fundamentos de la Separación del Agua y del Aceite

Gravedad.

La deshidratación de crudos es esencialmente un proceso de separación por gravedad. La gravedad proporciona la fuerza natural requerida para remover el agua salada del aceite.

Actualmente se dispone de varios diseños de equipo para ayudar a la separación por gravedad, entre los cuales pueden mencionarse los tanques deshidratadores, los eliminadores de agua libre, los separadores de tres fases, los coalescedores mecánicos y los coalescedores eléctricos. Ninguno de ellos separa el agua del aceite, simplemente juegan un determinado papel en el proceso. La aplicación de estas unidades puede ayudar a difundir la acción de las fuerzas gravitacionales.

En estos dispositivos el tiempo de reposo de la emulsión, necesario para que el proceso de deshidratación y desalado se lleve a cabo, limita el volumen de aceite tratado en la unidad de tiempo; o más simplemente, la capacidad de tratamiento depende del tiempo de reposo.

El tiempo necesario para que las gotas de menor tamaño se asienten es uno de los factores de diseño más importantes. Esto puede ilustrarse mediante la Ley de Stokes:

$$v = \frac{2 \text{ gr}^2 (\gamma_w - \gamma_o)}{\mu_o}$$

VII.7

donde:

v = Velocidad de asentamiento de la gota

g = Aceleración de la gravedad

r = Radio de la partícula

γ_w = Densidad relativa del agua (agua = 1.000)

γ_o = Densidad relativa del aceite (agua = 1.000)

μ_o = Viscosidad del aceite

Al examinar esta ecuación se destaca el papel que juega la viscosidad y el tamaño de la partícula. La influencia de la acción química de los desemulsificantes, el calor y el campo eléctrico, se revisan brevemente a continuación.²

Agentes químicos desemulsificantes.

Comunmente el primer paso en el tratamiento de una emulsión es la adición de compuestos desemulsificantes. Son compuestos formulados con varios productos químicos, tales como glicoles y resinas polioxialquilénicas.

El mecanismo de acción de los desemulsificantes consiste en romper y desplazar la película de agente emulsificante que rodea a la gota de agua (floculación) y aumentar su tensión superficial y la atracción molecular propiciando la coalescencia. Rara vez un solo compuesto actúa como agente floculante y coalescente; son generalmente dos o más compuestos los que intervienen en la formulación de un desemulsificante.

Otra propiedad deseable en un desemulsificante es la capacidad para humectar los sólidos presentes en la emulsión, para que sean incorporados en el agua separada.

La adición del reactivo debe hacerse en un punto desde el cual la difusión garantice un contacto íntimo entre el reactivo y las gotas de agua en dispersión. Puede inyectarse en el fondo del pozo, en el cabezal del pozo, en la batería de recolección o en la planta de deshidratación y desalado.

La dosificación de reactivo varía ampliamente según la estabilidad de la emulsión con las condiciones de temperatura, etc. Las dosificaciones más comunes en nuestro país son de 1 a 5 galones de reactivo por cada 1000 barriles de emulsión (GMB).

Otras aplicaciones de los desemulsificantes son para mejorar la eficiencia del bombeo neumático en pozos productores de aceite y en la transportación de aceite pesado, donde el reactivo rompe la espuma y la emulsión haciendo el aceite más fluido.

Finalmente, con la adición de calor puede removerse hasta un 95% del agua presente en el aceite. La remoción del agua residual es mucho más difícil y deben usarse medios, tales como el campo eléctrico y otros.

Adición de calor.

La adición de calor permite un asentamiento más rápido de las partículas de agua, a través de los siguientes efectos:

- 1) Reduce la viscosidad del aceite.
- 2) Por expansión del agua, la película que rodea a las gotas se rompe o se reduce su resistencia.
- 3) Aumenta el movimiento de las moléculas.
- 4) Permite acentuar la diferencia de densidades entre las partículas de agua y el aceite.

Cuando sea posible debe aprovecharse cualquier fuente disponible de calor, incluyendo el calor que el aceite trae consigo, cuando procede de formaciones profundas y fluye a gastos altos, como en el caso del crudo del mesozoico de Tabasco-Chiapas.

Por otro lado la adición de calor está limitada por razones de economía como puede inferirse de la Tabla VII.2. Se considera un crudo producido en el Distrito Agua Dulce, con una densidad de 0.86 a 20°C.

Puede verse que la velocidad de asentamiento se duplica para un incremento de 22°C. Si el radio de la partícula se aumenta de 10 a 100 micras, la velocidad se hace 100 veces mayor para la misma temperatura (43°C) ó 47 veces mayor para la temperatura de 65°C.

Esto puede observarse en la propia ley de Stokes, ya que el radio de la partícula aparece elevado al cuadrado.

Lo anterior sugiere que deben buscarse otros medios para aumentar el tamaño de las partículas, sobre todo cuando son de radios menores que 10 micras. En la Fig. VII.2 se muestra la variación de la viscosidad con respecto a la temperatura para diferentes densidades de crudo (Figs. VII.2a, VII.2b, VII.2c).¹

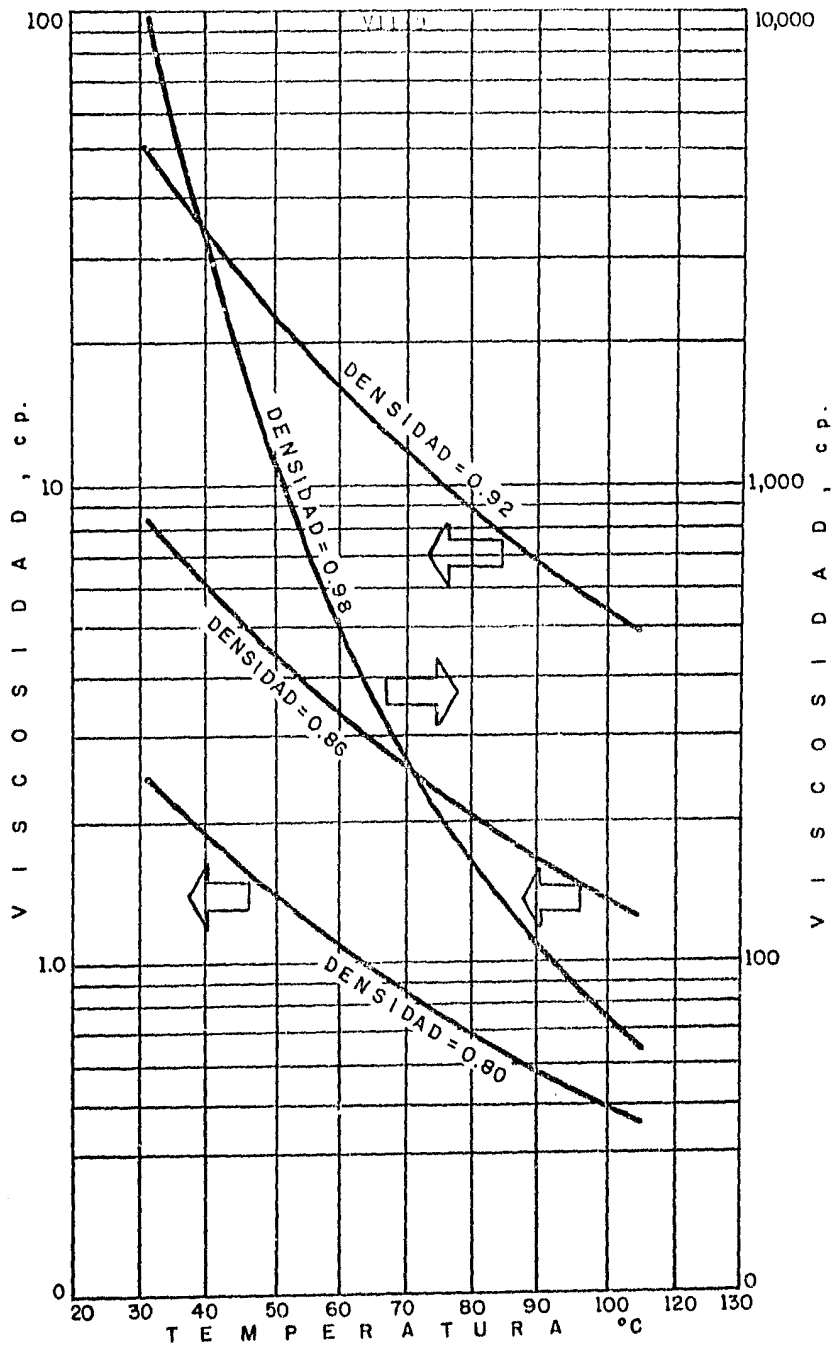


FIG.VII.2 VISCOSIDAD DEL CRUDO vs. TEMPERATURA.

FIG. VII. 2a PERDIDAS DE VOLUMEN (%) vs. TEMPERATURA.

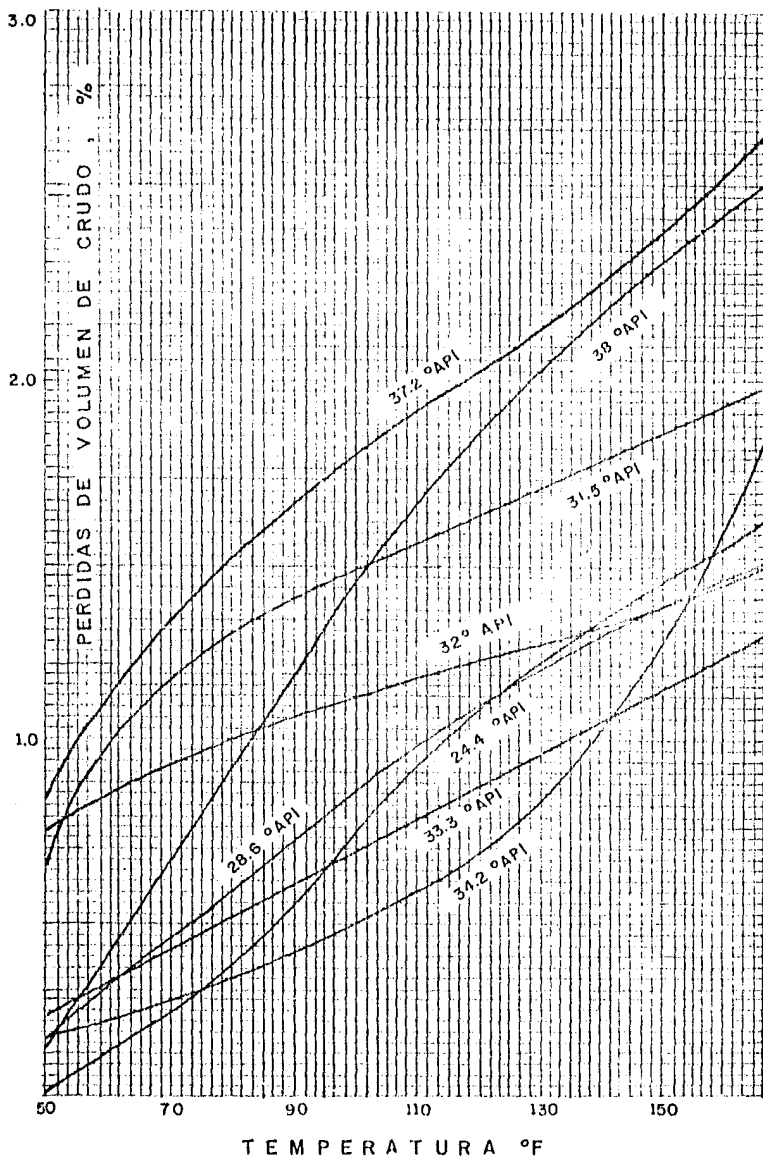


FIG.VII 2c RELACION ENTRE LAS PERDIDAS DE GRAVEDAD ($^{\circ}$ API)
Y LAS PERDIDAS EN VOLUMEN DE ACEITE (%).

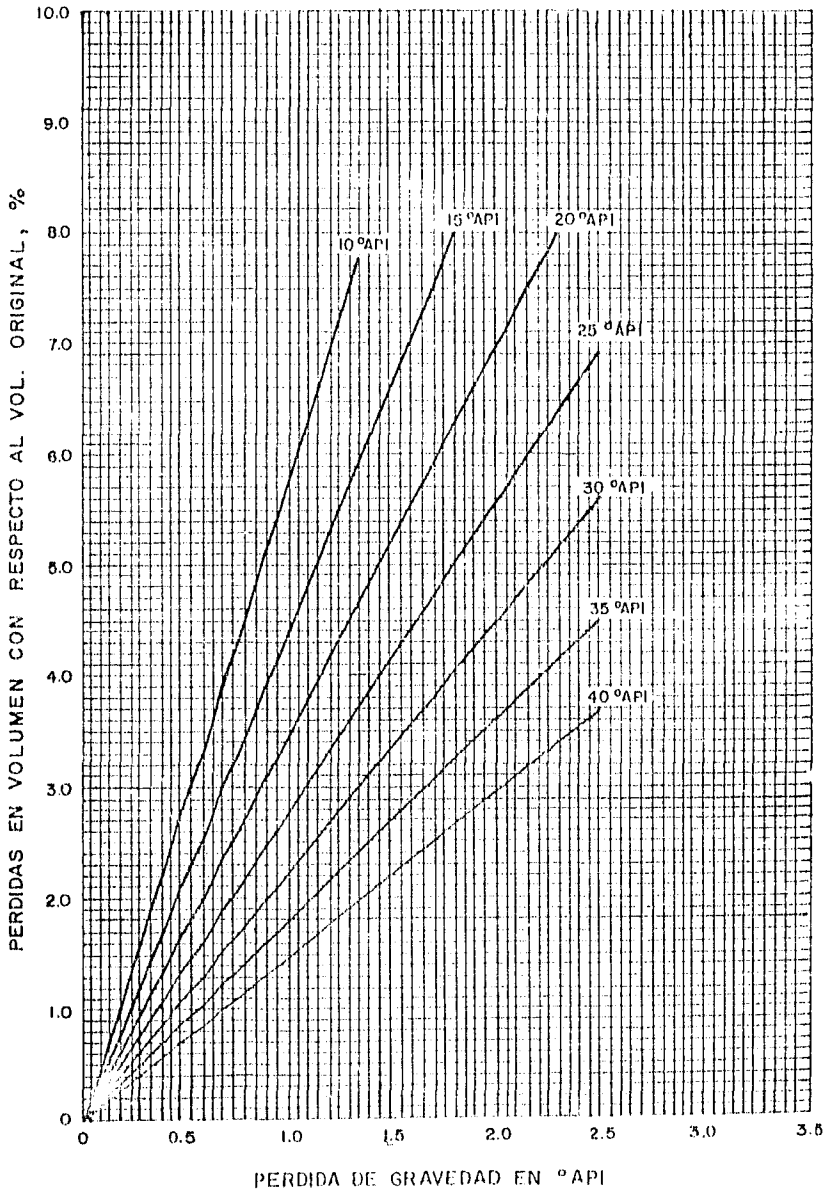


TABLA VII.2 EJEMPLO DE CALCULO DE LA
VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO

Datos:

Temp. °C	Dens. Agua	Dens. Aceite	Visc. Aceite (cp)
43	1.02	0.84	6.52
65	1.01	0.83	3.15

Ecuación.

$$v = 0.78 \frac{r^2 (\gamma_w - \gamma_o)}{\mu_o}$$

v = Velocidad de asentamiento de la partícula, cm/hr

r = Radio de la partícula, micras

γ_w = Densidad relativa de la partícula de agua (agua = 1.000)

γ_o = Densidad relativa del aceite (agua = 1.000)

μ_o = Viscosidad del aceite, cp.

Cálculo de v

Temp. °C	Radio, micras	Velocidad, cm/hr
43	10	213
65	10	451
53	100	213

Campo eléctrico

Todas las refinerías que reciben aceite conteniendo sal, utilizan tratadores electrostáticos. En el campo apenas comienza su empleo, incorporando una sección eléctrica en los tratados -- convencionales.

La base para la unión o coalescencia electrostática de las gotas la proporciona la propia molécula de agua; formada -- por una parte de oxígeno y dos de hidrógeno que al unirse configuran un campo eléctrico (Fig. VII.3a). El centro del componente positivo, el hidrógeno, está en un extremo y el componente negativo, el oxígeno, está en el otro. Esto es un dipolo y responde a la aplicación de un campo eléctrico.

Bajo la influencia de un campo eléctrico una gota de agua se deforma elipsoidalmente, como se muestra en la Fig VII.3b. Con el alargamiento de la gota, la película que la rodea puede romperse, facilitando la coalescencia de gotas adyacentes.

De mayor importancia es el desplazamiento de las gotas bajo el efecto eléctrico. Las gotas adyacentes se alinean con las líneas de fuerza del campo eléctrico y con el voltaje de la corriente alterna, las gotas se afectarán 120 veces/seg.(Fig.VII.3c)

Al mismo tiempo el electrodo positivo atraerá a las cargas negativas y el electrodo negativo a las cargas positivas. La fuerza de atracción para gotas del mismo tamaño puede expresarse matemáticamente por:

$$F = \frac{6 K E^2 r^6}{L^4}$$

donde K es la constante dieléctrica, E es el gradiente eléctrico. r es el radio de la gota y L es la distancia entre los centros de las gotas. Si la distancia entre partículas disminuye, la fuerza de atracción aumenta en forma notable. La respuesta a la coalescencia ocurre en centésimas de segundo.

Un aumento en el gradiente eléctrico podría acelerar el proceso, pero el voltaje fluctúa entre 12 000 y 30 000 volts y varía inversamente proporcional a la densidad del crudo y a la conductividad de la emulsión por tratar.³

Selección del proceso y equipo

El tratamiento de las emulsiones se realiza en dos etapas básicas: la deshidratación, donde el contenido de agua a 1 ó 2%; el desalado, donde se inyecta agua dulce o poco salada -- que disminuye la concentración de sal del agua remanente.

Deshidratación. En esta etapa se remueve el agua libre y las gotas de mayor tamaño. Los agentes químicos desmenuficantes juegan un papel sumamente importante al promover la coalescencia y acelerar el asentamiento del agua dispersa.

La temperatura de tratamiento debe seleccionarse considerando la estabilidad de la emulsión, la temperatura del aceite a la entrada del sistema, la volatilidad del aceite y el costo de calentamiento.

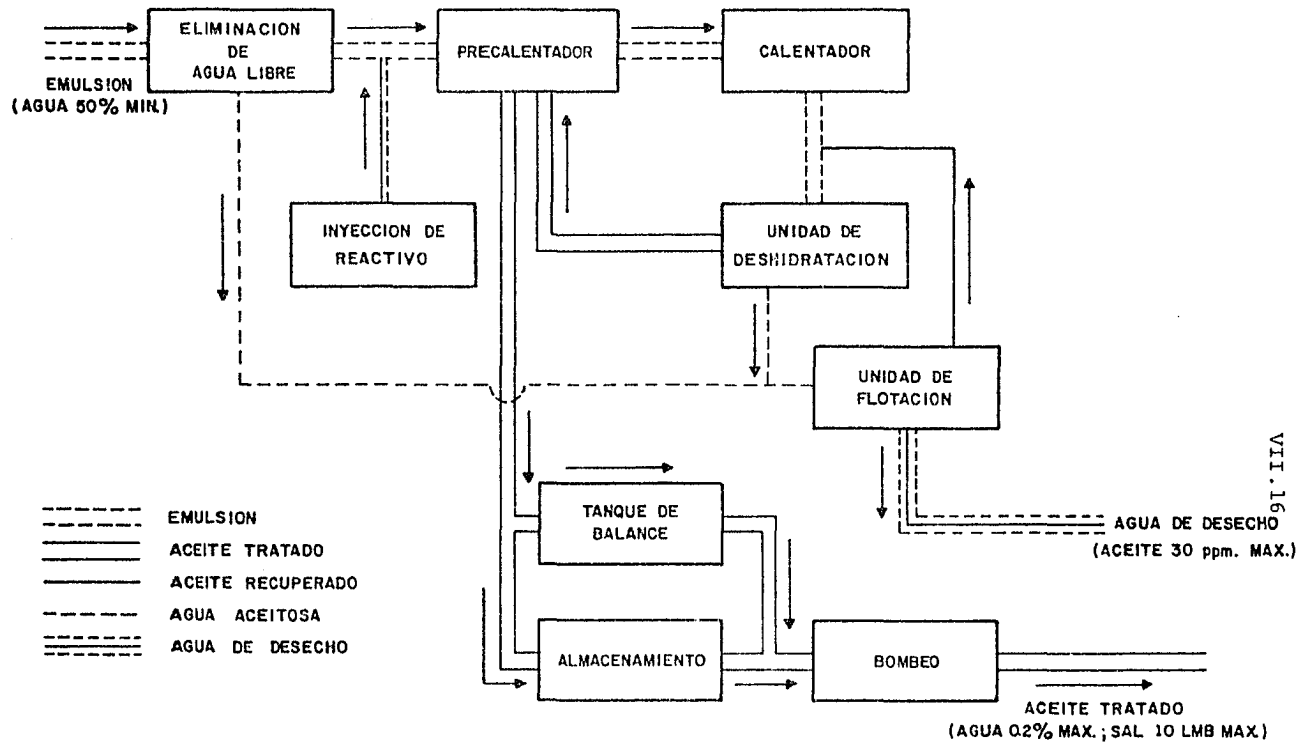
Un diagrama del proceso de deshidratación se presenta en la Fig. VII.4. Se incluyen: a) eliminación del agua libre para evitar el desperdicio de calor (para elevar 1°F se requiere 150 BTU para el agua y 280 para el aceite). b) precalentamiento donde se aprovecha el calor del aceite tratado que lo cede para precalentar el crudo de entrada, c) calentamiento para alcanzar la temperatura de proceso seleccionada, d) unidad de deshidratación donde el contenido de agua se reduce a 0.2-2% de agua.

Desalado. En esta segunda etapa el agua residual (0.2-2%) y la salinidad asociada se reduce, mediante la adición de agua de baja salinidad. De acuerdo con los resultados de campo, el volumen de agua de dilución es aproximadamente 2 ó 3 veces el volumen de agua residual. Sin embargo, esta relación podrá variar-se considerando los siguientes factores: 1) la salinidad del agua residual, 2) el porcentaje de agua remanente después de la etapa de deshidratación, 3) la salinidad del agua de dilución, 4) eficiencia del mezclado del agua de dilución con la emulsión 5) contenido de sal requerido al final del tratamiento.

Conviene señalar la importancia de efectuar un mezclado lo más eficiente posible entre el agua de dilución y las gotas de agua residual. Puede decirse que la ineficiencia está dada por el volumen de gotas de agua de dilución que no entran en contacto con las gotas remanentes. Esta mezcla es algo difícil de lograr y, en consecuencia, el proceso empleado para desalar debe ser muy eficaz, ya que generalmente se trata una emulsión más difícil. En la Fig VII.5 se muestra el diagrama de desalado de crudos.

La deshidratación y desalado de crudos deben combinarse, aunque no siempre en la misma planta, para mantener el agua y la sal dentro de especificaciones. Los valores máximos generalmente aceptados son: 1.0% de agua y 100 LMB para manejarse en oleoductos y 0.1% de agua y 10 LMB para refinación o exportación. (Fig. VII.6)

En realidad el contenido de agua y sal deben reducirse, antes de su refinación o venta, tanto como sea posible. De esta circunstancia se desprenden ventajas importantes, como fue señalado en la introducción de este capítulo.



VII.16

FIG. VII.4 PROCESO DE DESHIDRATACION DE CRUDOS.

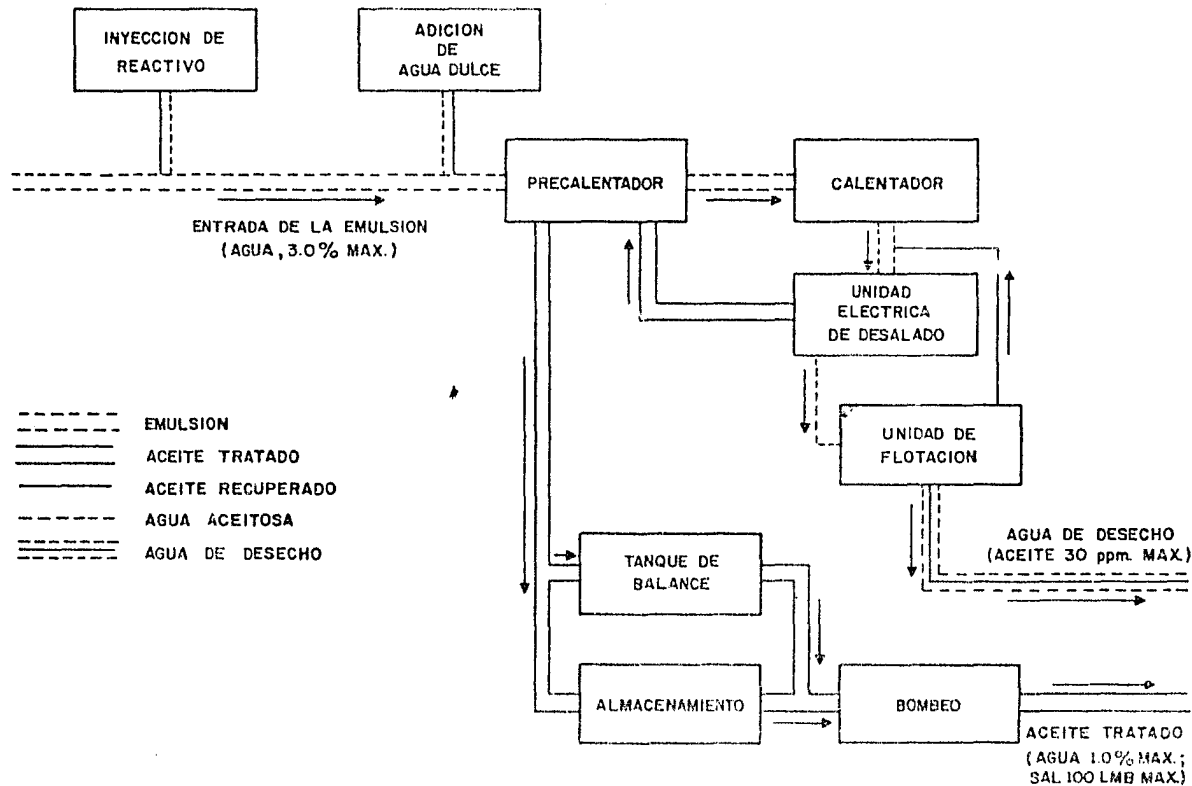
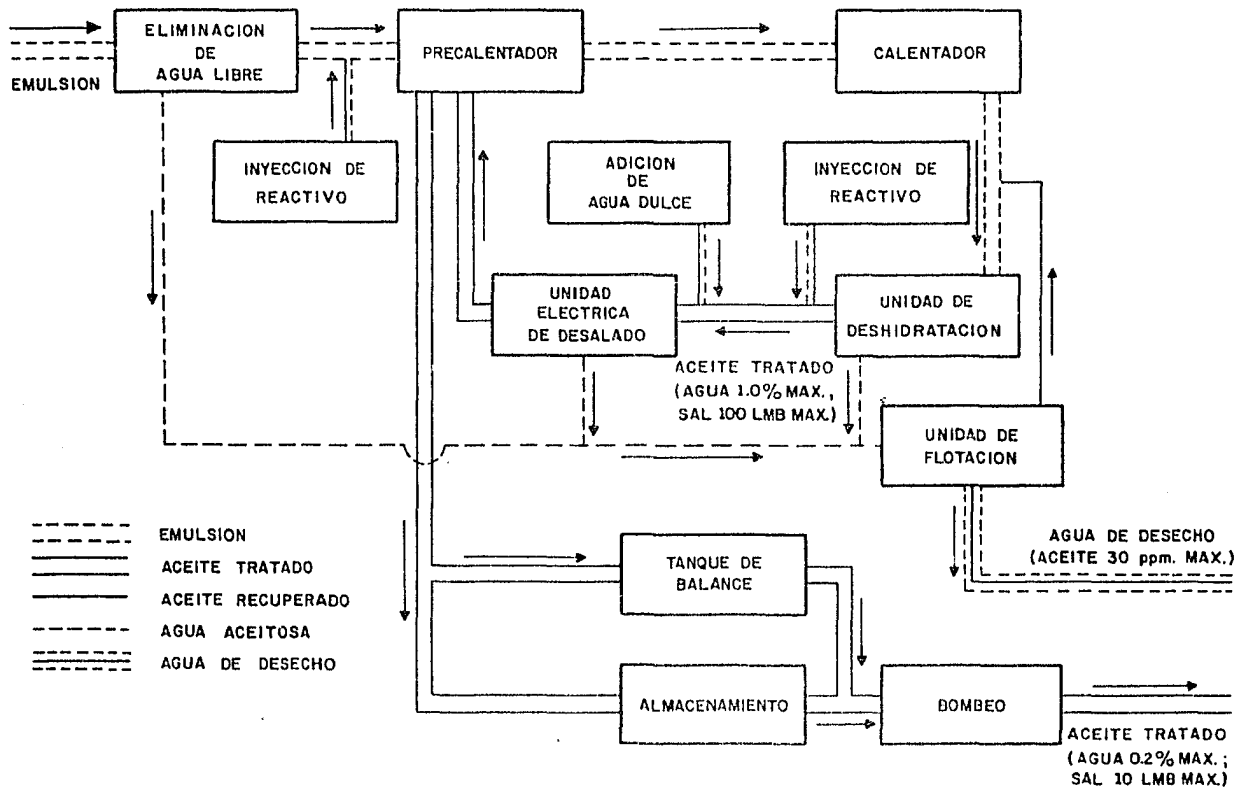


FIG. VII.5 PROCESO DE DESALADO DE CRUDOS.



VII.18

FIG. VII.6 PROCESO DE DESHIDRATACION Y DESALADO DE CRUDOS.

Cuando se tratan crudos de campos nuevos, su contenido de agua normalmente es bajo y puede continuar bajo si no hay en trada de agua o el avance del contacto agua-aceite es lento. Este es el caso de los crudos del mesozoico del área Tabasco-Chiapas. En estos casos se instala el equipo de desalado pero se diseñe para una alición posible del proceso de deshidratación. -- Fig. VII.6.

Al considerar el tratamiento de crudos de alta viscosidad, la ecuación de Stokes permite resolver varios problemas. -- Como la diferencia de densidades entre el agua y el aceite es mínima y la viscosidad es alta, deben buscarse la aplicación de mecanismos de coalescencia para aumentar el tamaño de las gotas (ver Tabla VII.2). La aplicación de voltajes eléctricos proporciona los mejores resultados. La temperatura de tratamiento puede determinarse a partir de la Fig. VII.7 en función de la densidad del aceite.

Si por algún motivo se decide emplear tanques deshidratadores, el agua y el aceite se estratificaran en forma alterna da, dificultando la separación efectiva de las fases. En otros casos podran requerirse temperaturas de 100°C ó mayores, lo cual resulta impráctico desde cualquier punto de vista. De cualquier manera el consumo de reactivo tendrá que ser demasiado alto para obtener al final de cuentas resultados poco satisfactorios.

Hay ocasiones en que la aplicación única del proceso de deshidratación es suficiente para producir crudo apenas dentro de especificaciones. Normalmente lo anterior se logra a costa de un alto consumo de reactivo y/o alta temperatura de operación. -- Puede resultar interesante considerar un proceso adicional de desalado y evaluar las ventajas y desventajas, operacionales y económicas.

En general las pruebas de laboratorio pueden resultar de gran ayuda para la selección del proceso y del equipo de deshidratación y desalado de crudos, a pesar de que la información que proporcionan es estrictamente cualitativa.

A continuación se anotan algunas observaciones, que pueden ser de utilidad en la selección de las unidades de deshidratación y desalado. Se comparan los tanques deshidratadores con los tratadores eléctricos y éstos últimos con los tratadores convencionales.

Los diferentes tipos de unidades de deshidratación y desalado de crudos pueden compararse considerando los factores operacionales.

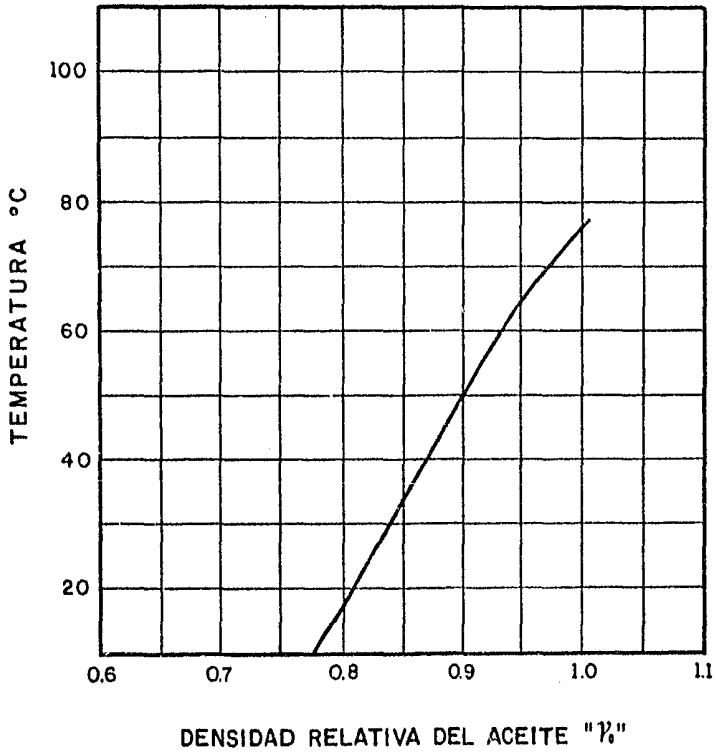


FIG. VII.7 TEMPERATURA DE DESHIDRATACION
DEL ACEITE

racionales y económicos, además de su disponibilidad en el mercado. En la Tabla VII.3 se especifican los más importantes y se aplican para los tanques deshidratadores y tratadores electrostáticos.

La aplicación correcta de cualquiera de estas dos unidades básicamente depende del contenido de agua y sal del crudo a tratamiento y de las especificaciones del aceite tratado. Por ejemplo, si un crudo con 1% de agua y 800 LMB se desea tratar (de salar) para obtener 0.2% agua (máx.) y 25 LMB (máx.), debe usarse un tratador electrostático dentro del proceso de desalado. Lo mismo puede deducirse de la tabla anterior, donde al referirse a la eficiencia de desalado se señala que el deshidratador es "poco eficiente", ya que no cuenta con ningún tipo de acción, coalescente tal como fibras o campo eléctrico. Esta es una de las mayores desventajas de este tipo de unidades, dejando que el --- reactivo y el calor aceleren la segregación del agua, con prolongados e inconvenientes tiempos de reposo, por lo cual han caído en desuso en las instalaciones relativamente recientes.

A continuación se comparan los tratadores convencionales (termoquímicos) con los tratadores eléctricos.

Las principales ventajas de los tratadores eléctricos sobre los tratadores convencionales, son las siguientes.

1) Temperaturas de operación menores: esto produce ahorros en combustible, crudos poco densos (y por lo tanto de mayor valor monetario) por conservar las fracciones ligeras de aceite, mayor volumen de aceite. También resulta menor grado de incrustación y corrosión.

2) Menor tamaño de la vasija; la vasija se diseña para una rápida coalescencia y permite el uso de vasijas lo más pequeñas posibles para un determinado volumen de crudo.

3) No se utilizan fibras coalescentes las cuales se reemplazan por corriente eléctrica; con esto se elimina la interrupción en la operación para reemplazar o lavar las fibras.

4) Costos menores de desemulsificantes; en algunos casos se logra reducir bastante el consumo de desemulsificantes y, en algunos casos, puede eliminarse.

5) Costos de electricidad despreciables; normalmente se gasta menos de diez pesos por cada mil barriles tratados.

6) Mayor eficiencia al tratar emulsiones difíciles.

TABLA VII.3 COMPARACION DE TANQUES DESHIDRATADORES
Y TRATADORES ELECTRICOS.

Aspectos	Deshidratador (gun barrell)	Tratador electroestático
Eficiencia de deshidratación	eficiente	eficiente
Eficiencia de desalado	poco eficiente	eficiente
Tiempo de proceso	12 horas	1 hora
Tipo de operación	sencilla	sencilla
Control de corrosión	necesario	necesario
Control de incrustación	no requiere	necesario
Consumo de combustibles	variable	variable
Consumo de reactivo	alto	bajo
Sistema contraincendios	complicado	sencillo
Tamaño de recipiente	muy grande	pequeño
Tiempo de instalación	largo	corto
Capacitación de operadores	mínima	regular
Costo de la unidad*	1 millon(\$)	2 millones (\$)
Mantenimiento	poco frecuente	frecuente
Vida útil	20 años	15 años
Valor de rescate	10%	10%
Tiempo de entrega	90 días	90 días

Problemas de operación en plantas de deshidratación y desalado de crudos.

Los problemas de operación en las plantas de tratamiento de crudos son variados y se presentan con frecuencia.

Para garantizar la eficiencia de una planta, es necesario que los diversos factores que intervienen (calor, desemulsificante, agitación, electricidad y tiempo de residencia) estén balanceados entre sí. Si uno de estos se modifica, otro tendrá que cambiar a fin de restablecer el equilibrio.

Los cambios bruscos en la naturaleza de las emulsiones son poco frecuentes y pueden deberse a la introducción de una nueva corriente en forma temporal o permanente. En algunos casos debe cambiarse de desemulsificante.

Los productos empleados en estimulaciones ácidas a los pozos y los materiales producidos en la reacción, ocasionan cambios temporales en las emulsiones, cuando se incorporan lentamente en el aceite producido. En algunos casos es necesario tratarlo

* Para unidades de 60 000 bl/día

por separado.

Las variaciones repentinas en la carga que maneja la -- planta, son una de las causas más comunes de aumento en los contenidos de agua y sal del crudo tratado. La forma más práctica de compensarles, es con la utilización de bombas dosificadoras de reactivo que, en forma automática varíen en número de emboladas según la señal de carga o presión en la línea.

La revisión periódica de algunos elementos ayuda a eliminar o identificar rápidamente las causas de una operación deficiente.

Los problemas operacionales más frecuentes y sus posibles correcciones son las siguientes:

1) Si el tratador mantiene su temperatura y opera correctamente, ajustar la dosificación de reactivo o cambiar el reactivo por otro más eficaz.

2) Si el tratador no conserva la temperatura adecuada, entonces: a) revisar termómetro y termostatos; b) verificar la operación continua del horno; c) comparar el color proporcionado y las temperaturas de entrada y salida del aceite, agua y sus volúmenes respectivos, sabiendo que para elevar 1°F el agua requiere 150 BTU y el aceite alrededor del doble. Si el calor requerido es mayor que el calculado, el tratador está sobrecargado. En este caso se puede aplicar un reactivo de separación rápida y se instala un eliminador de agua libre. Si el horno no está sobrecargado, entonces puede haber depositación de hollín o incrustaciones externas.

3) Si en un deshidratador disminuye la altura de la interfase agua-aceite, entonces: a) verificar la operación de la válvula de descarga de agua; b) comprobar que dicha válvula y el sifón no presenten incrustaciones; c) verificar la presión de descarga del drene (cuando el agua se envía a una planta de tratamiento) para detectar contrapresión excesiva; d) observar si hay depósito en el fondo que pueda impedir el flujo al sifón; e) detectar un taponamiento en la línea de salida del aceite; f) revisar la temperatura del aceite; g) indagar al deshidratador por la línea igualadora de presiones y h) comprobar que en la sección de separación de gas no hay canalización de aceite.

4) Cuando los intercambiadores de calor operan deficientemente, es muy probable que los tubos estén picados por la corrosión y hay que cambiarlos.

5) Las fallas más comunes en los tratadores electrostáticos ocurren cuando hay intermitencias en el suministro de corriente eléctrica; al disminuir el voltaje la luz piloto se atenúa o desaparece. La acumulación de materiales sólidos en la interfase agua hay que disminuir la altura de la interfase para normalizar la operación de la unidad. También es recomendable aumentar la temperatura o cambiar de reactivo. Si el mal funcionamiento del tratador no se corrige, habrá que revisar todo el circuito eléctrico.

Equipo de deshidratación y desalado de crudos

La separación del agua y el aceite se lleva a cabo utilizándolo:

- a) Separadores de tres fases
- b) Eliminadores de agua libre
- c) Tanques deshidratadores
- d) Tratadores convencionales
- e) Tratadores electrostáticos

- a) Separadores de tres fases

Las unidades de separación de gas y líquido se fabrican para la separación de gas y aceite (dos fases) y para separar gas, aceite y agua (tres fases).

El agua libre puede eliminarse en los separadores de tres fases; son de forma cilíndrica y de tipo vertical. Algunos cuentan con un controlador móvil de interfase, que permite ajustar para cada condición particular la relación entre los volúmenes para el agua y para el aceite.

En general el control de interfase es aceptable para manejar pequeñas cantidades de agua; la presencia de emulsiones o aceite de alta viscosidad los hace poco eficientes.

- b) Eliminadores de agua libre

Los eliminadores de agua libre se utilizan para remover altos porcentajes de agua libre, antes que la emulsión entre a tratamiento. En la Fig VII.8 se muestra el tipo convencional de eliminador de agua libre. La emulsión entra por un conducto central cuyo extremo queda en la fase acuosa. La emulsión asciende y el agua se asienta para drenarse por la parte inferior.

Los eliminadores de agua deben instalarse antes de los

calentadores, con el fin de evitar que el agua libre consuma el calor que debe ser absorbido solamente por la emulsión.

El diseño y operación es muy simple; aunque resultan -- muy útiles, rara vez se usan en nuestro medio. Su aplicación en baterías que manejan porcentajes de agua 20% o más, en campos como Tamaulipas-Constituciones, Poza Rica, Agua Dulce y Comalcalco, puede ser muy benéfica.

c) Tanques deshidratadores (gun barrells)

Los tanques deshidratadores Fig. VII.9 están constituidos esencialmente de 5 partes:

1) La línea de entrada; es el tubo que conduce la emulsión del separador al tanque deshidratador.

2) El tubo conductor, a través del cual pasa la emulsión antes de entrar al fondo del tanque deshidratador. Tiene tres propósitos principales: a) Separar el gas de la emulsión y reducir la turbulencia dentro del cuerpo del tanque deshidratador; b) Sirve como sección de amortiguamiento al reducir la presión de entrada de la emulsión; c) Permite a la emulsión distribuirse uniformemente a través del colchón de agua de lavado, mediante un esparcidor generalmente en el fondo del tubo conductor.

3) El cuerpo del deshidratador, el cual tiene un colchón de agua sirve de lavado a la emulsión.

4) La línea de salida del agua, constituida por un sifón. Esta línea tiene dos propósitos; proporcionar una salida para el agua separada, y regular la altura del colchón de agua en el deshidratador.

5) La línea de salida del aceite, que conduce el aceite limpio del tanque deshidratador a los tanques de almacenamiento.

La acción que tiene lugar en un tanque deshidratador -- consta de dos etapas: lavado y asentamiento. El lavado ocurre en el colchón de agua; el asentamiento se efectúa en el estrato de emulsión. La altura del colchón es variable de acuerdo al tipo de emulsión.

El sistema de descarga del agua en los tanques deshidratadores está constituido por un sifón. Fig. VII.10 que funciona de la siguiente manera: el agua pasa a través de un tubo conductor y asciende hasta entrar en un tubo ajustable.

- 1 ENTRADA DEL FLUIDO DEL POZO.
- 2 IGUALADOR DE PRESION.
- 3 SALIDA DE GAS.
- 4 SALIDA DE EMULSION.
- 5 SALIDA DE AGUA.
- 6 EMULSION.
- 7 FILTRO.
- 8 AGUA.

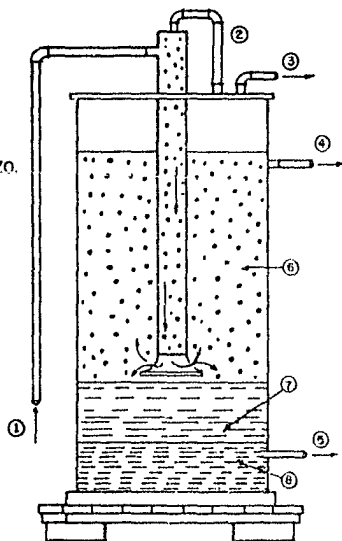


FIG. VII.8 ELIMINADOR DE AGUA LIBRE.

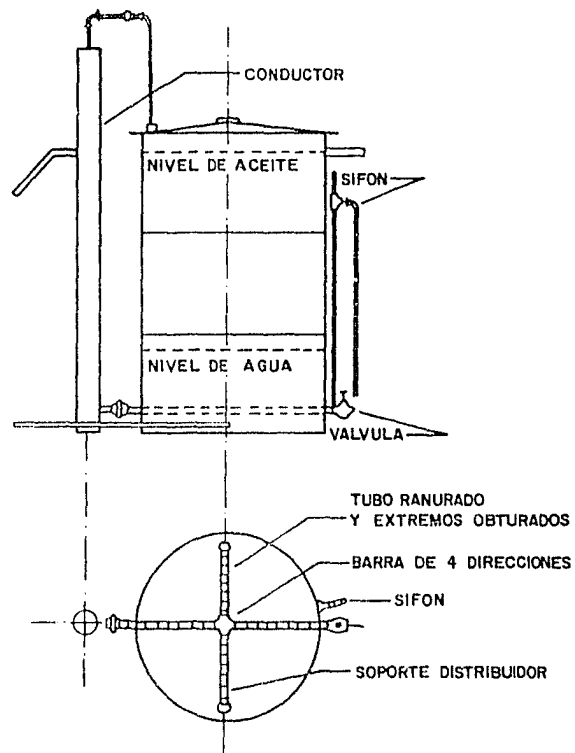


FIG. VII.9 TANQUE DESHIDRATADOR.

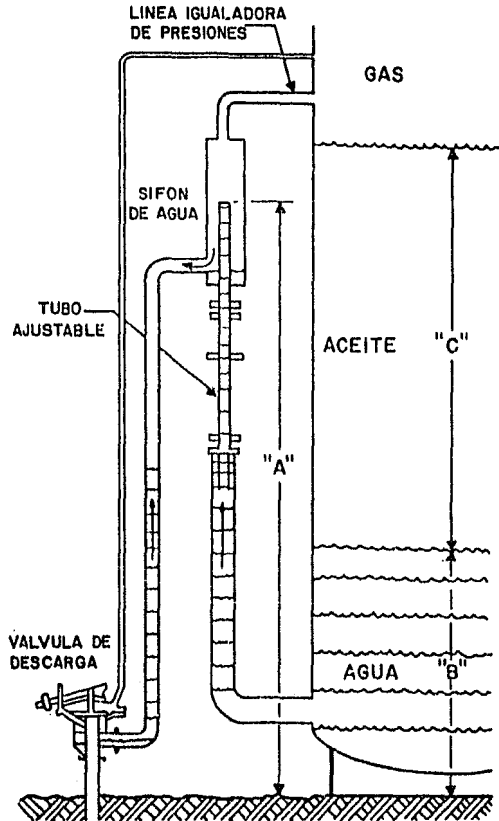


FIG. VII.10 DIAGRAMA DEL SISTEMA DE DESCARGA DE UN DESHIDRATADOR.

La altura de la interfase se puede modificar cambiando la altura de este tubo ajustable. A través del tubo igualador se mantiene la misma presión en el sifón y el tratador. Por lo tanto, cualquier flujo del tratador al sifón depende solamente de los niveles mantenidos en el tratador.

Inicialmente, la altura de la columna "A" en el tubo ajustable, será tal que su peso por unidad de área es igual a los pesos combinados por unidad de área del aceite y el agua en el deshidratador. Puesto que el agua es más pesada que el aceite, una columna de agua menor, equilibra una columna de agua "B" y de aceite "C". Siendo el tubo ajustable se elevará la interfase aceite-agua. Al llegar a la cima del tubo ajustable, el agua se derrama a un tubo de descarga en el cual, al alcanzarse una determinada carga hidrostática se opera una válvula de descarga, que permite la salida del agua excedente, repitiéndose continuamente el ciclo.

d) Tratadores convencionales

El equipo moderno está formado de unidades que proporcionan por sí solas, asentamiento, calor, agitación, etc., a la emulsión que se trata. Una de estas unidades se ilustra en la Fig. VII.11. La emulsión entra en (a) y pasa a la sección (b) de precalentamiento, en la sección (c) se separa el agua libre, la emulsión asciende por (d) y se canaliza por la sección (e) donde se desgasifica totalmente, efectuándose en (f) el calentamiento de la emulsión desgasificada y el asentamiento del agua. En (g) se remueve el agua separada; en (h) está el controlador de la presión diferencial. La emulsión pasa a una sección de coalescencia (j) para lograr la remoción efectiva de restos de carga del aceite. En (k) se descarga automáticamente el agua; en (l) el aceite termina de limpiarse antes de salir a almacenarse.

e) Tratadores electrostáticos.

Los componentes principales de un campo eléctrico, se ilustran en la Fig. VII.12 Los elementos primarios son:

1) Fuente de poder o transformador, el cual convierte el voltaje de línea (corriente alterna de una fase, 220 a 480 volts 50 ó 60 ciclos) al voltaje de línea requerido que alimenta a los electrodos de carga; 2) electrodos inferiores o de carga; 3) electrodos a tierra que permanecen suspendidos sobre los electrodos de carga.

Se fabrican sistemas de electrodos de alta y baja velocidad, los primeros se utilizan en crudos ligeros de baja viscosidad y con emulsiones de alta conductividad eléctrica; los electrodos de baja velocidad son recomendables para crudos de alta viscosidad y emulsiones de baja conductividad eléctrica.

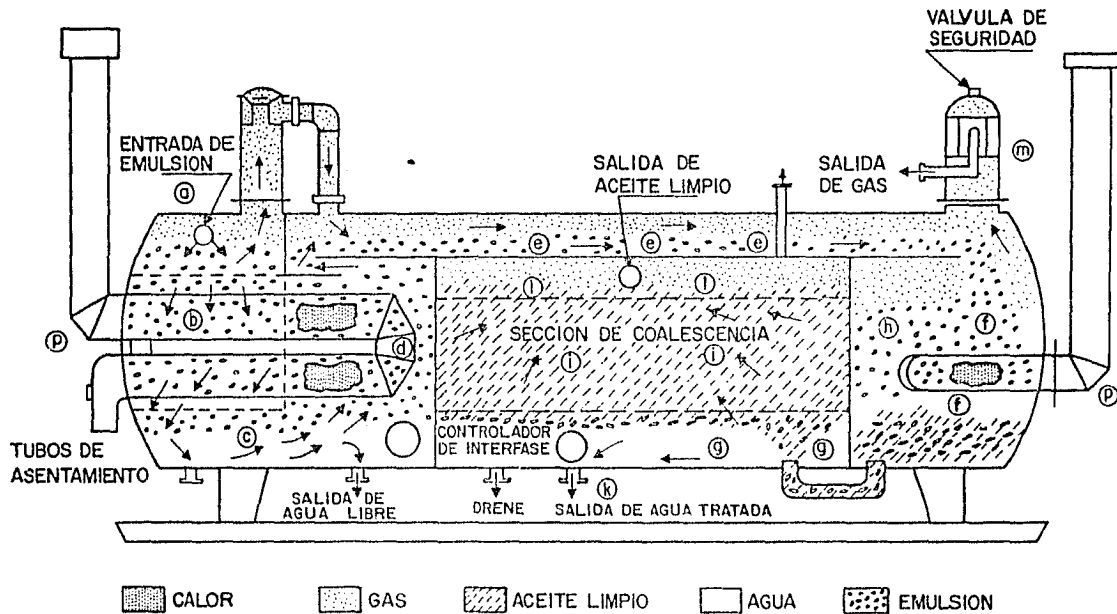


FIG. VII. 11 DIAGRAMA DE UN TRATADOR TERMOQUIMICO.

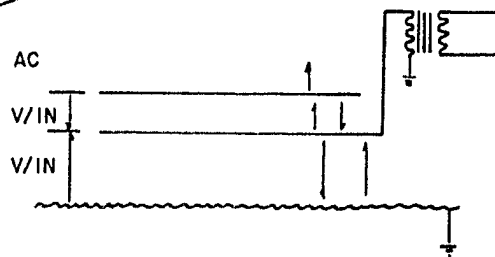
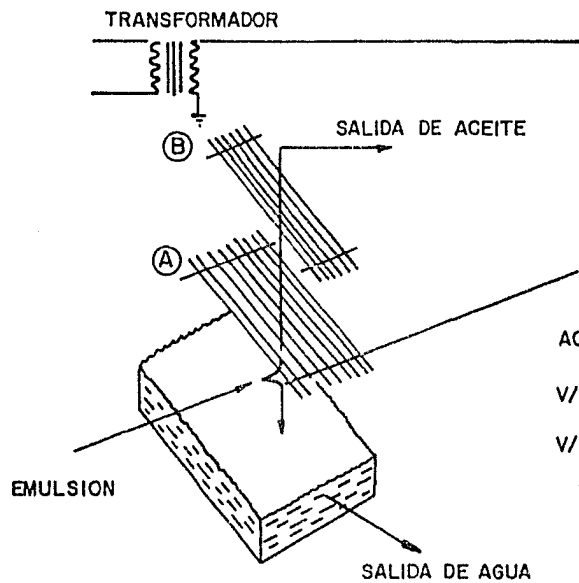


FIG.VI.12 ELEMENTOS DE UN CAMPO ELECTRICO.

La emulsión se reparte en la sección eléctrica mediante un distribuidor, que la obliga a pasar varias veces a través -- del campo eléctrico.

La Fig. VII.13 muestra un esquema típico de un tratador electrostático. La temperatura de tratamiento adecuado para este tipo de tratadores, se determina con la gráfica de la Fig. - VII.7 en función de la densidad del crudo.⁴

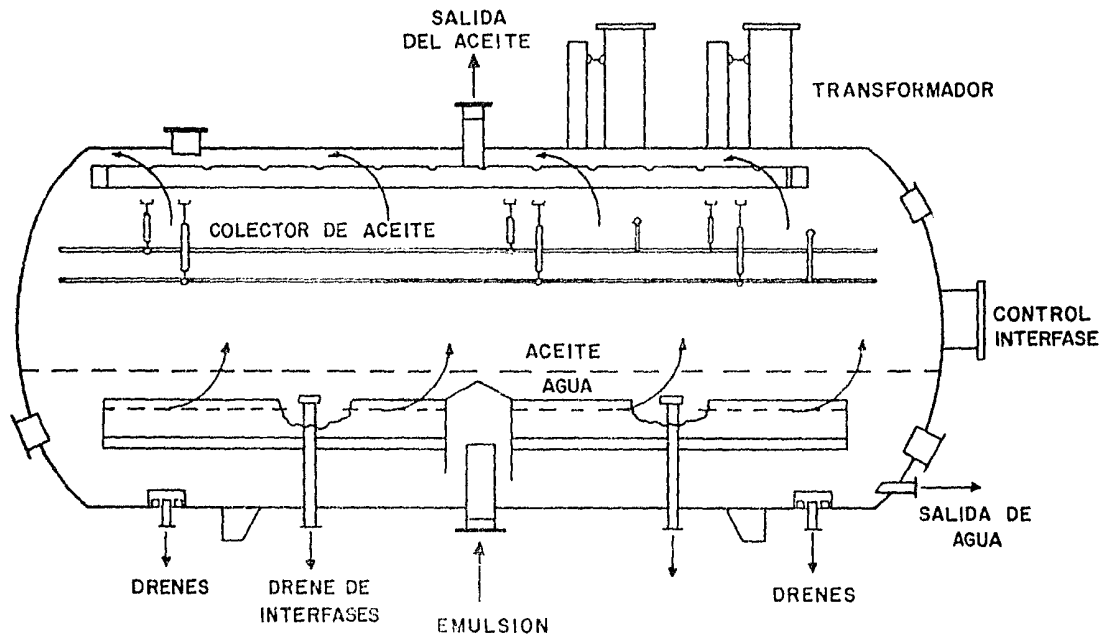


FIG. VII.13 ESQUEMA DE UN TRATADOR ELECTROSTATICO.

REFERENCIAS

CAPITULO VII

- 1) Tellez Rodriguez J. Ignacio; "Curso Corto Sobre Tratamiento de Fluidos"; IMP. Mayo 1979.
- 2) JPT."Effect of PH on Interfacial Films ans Stability of - Crude oil-Water Emulsions. March.1968
- 3) Harvey R.R.;"The Theoretical Approach to the Investigation of Films Ocurring at Crude Oil-Water Interfaces";Trans AIME.
- 4) "Crude Oil Processing with Electrostatic Units"; C.E.NATCO

C A P I T U L O V I I I

AUTOMATIZACION Y CONTROL

INTRODUCCION

El empleo de la tecnología avanzada aplicada a la industria de la extracción y manejo de los hidrocarburos tiene actualmente una gran importancia en todos los países del mundo.

La dificultad de las operaciones en instalaciones de producción han establecido la necesidad de emplear equipos con alto grado de precisión, dentro de un sistema de automatización para supervisar, controlar, medir y bombear los hidrocarburos manejados en la superficie. Esto ha traído como consecuencia la tendencia a utilizar un número mayor de dispositivos electrónicos, neumáticos e hidráulicos a diferencia de los mecánicos principalmente en lo que se refiere a la medición y control.

El aumento de la demanda mundial de energéticos y la necesidad de medir con altos rangos de exactitud, ha requerido la construcción cada vez mejor de los sistemas de medición, ya que en la actualidad existen sistemas que manejan varios miles de barriles por hora, y una mala medición se convierte en pérdidas -- de miles de pesos.

En México, se está empleando en instalaciones de producción del área marina de Campeche el Sistema S.C.A.D.A. (Sistema de Automatización y Adquisición de Datos) de alta capacidad y si se considera que nuestro país tiene una de las más grandes industrias en la producción de hidrocarburos es necesaria la aplicación de sistemas que no provoquen pérdidas económicas y sólo se logrará con la implantación de técnicas y equipo computarizado para obtener precisión del orden del 0.1%.

Se recomienda que la medición de todo tipo de flujo (aceite, agua o gas) se efectúe con la mayor precisión y seriedad posible ya que de lo bien o lo mal que se haga redundan normalmente en grandes pérdidas económicas.

Cuando se manejan grandes volúmenes, de la precisión de la información se tendrá la forma para optimizar la vida fluente de un pozo o elegir el sistema artificial de producción, disminuir el número de intervenciones a los pozos y obtener mejores recuperaciones!

VIII.2

VIII.1 Sistemas de Automatización.

En este capítulo se describe de una manera histórica y general el empleo de la automatización en los campos petroleros, sin definir en forma, las diversas ramificaciones de los sistemas. Un total entendimiento de cada concepto puede lograrse sólo a través de un estudio amplio de cada detalle. Los sistemas implícitos en la automatización son los siguientes:

- a).- Datos de Adquisición.
- b).- Sistema operador de guía.
- c).- Sistema integrado de operación.
- d).- Sistema de manejo de información.
- e).- Sistema total de información.

Datos de Adquisición

La adquisición de datos de desarrollo a partir de datos de producción obtenidos y que han utilizado mucho tiempo.

Los conceptos iniciales de control automático fueron -- formulados a partir de métodos elementales de adquisición de -- datos, que habían sido empleados tradicionalmente es decir las pruebas de producción efectuadas en los pozos y que eran almanenadas en los archivos correspondientes. Estos datos comprenden la calidad y cantidad de los hidrocarburos líquidos producidos, los cuales se clasifican de la siguiente manera:

Calidad	Densidad de hidrocarburo líquido.
	Contenido de agua y material sólido.
	Tipo de aceite.
	Cantidad de componentes corrosivos (H_2S , CO_2 , etc.)
Cantidad	Referida al hidrocarburo líquido que pasa a través de los medidores.

Unos de los primeros esfuerzos de la automatización y adquisición de datos utilizados en la industria petrolera, de los Estados Unidos, fue el sistema LACT. Estas unidades fueron desarrolladas para bombear y medir automáticamente crudo de un tanque a un oleoducto. Además, el líquido bruto se mide adecuadamente, los sedimentos residuales y el contenido de agua son medidos y detectados continuamente; así como la densidad relativa del aceite en cualquier instante.

VIII.3

Con el fin de obtener la información requerida por el Departamento de Ingeniería de Producción, se desarrollaron nuevos métodos de acumulación, manejo de datos y con la introducción de las computadoras se mejoró la obtención, recuperación y optimización de la información técnica.

Sistema operador de guía.

Este tipo de sistema está diseñado para regular las capacidades de producción, manejando eléctricamente el equipo, como son el encendido y apagado, por medio de un radio o teléfono desde una oficina central a control remoto. Se puede instalar un equipo adicional para controlar la operación y transmitir la información de un mal funcionamiento del equipo o cambios significativos en la temperatura y presión de operación, nivel del fluido, etc., a la oficina central. El operador estará informado por medio de una alarma y podrá determinar cual es la instalación que se encuentra en problemas. El personal de mantenimiento normalmente con una unidad móvil y radio transmisor, ordenará la reparación de la unidad dañada.

La optimización se puede alcanzar con la utilización máxima del equipo de operación directa de las técnicas de control digital (DCC). O sea, que la computadora recibe la energía análoga, calcula las condiciones requeridas para conocer las necesidades de producción y dirige los controles para proporcionar el mejor conocimiento en el procedimiento de operación.

Sistema integrado de información.

La aplicación de la computadora en la industria petrolera se desarrolló principalmente en tres áreas: Contabilidad, investigación e ingeniería. Esto eliminó varias rutinas y consumo de tiempo en los cálculos manuales de producción y la preparación de informes, por lo que el trabajo fue desarrollado con mayor rapidez y precisión.

Los cálculos del volumen manejado fueron hechos por el departamento de producción para obtener información que era exigida para presentar informes regulares y de control operacional. Los programas eran enviados entonces al departamento de contabilidad, donde los volúmenes de producción eran recalculados y otras informaciones de contabilidad eran determinados, por lo que fue necesario diseñar un sistema que combinara los diferentes sistemas de información independientes y eliminar el costo de los programas duplicados.

VIII.4

El resultado fue la unión de la contabilidad, investigación e ingeniería y los datos procesados a un sistema integrado de información.

Sistema de manejo de información

La automatización de las instalaciones petroleras y la adquisición de datos con los sistemas integrados de procesamiento de datos en los departamentos de investigación e ingeniería fueron el comienzo del sistema de manejo de información.

Las ventajas de un sistema automatizado son evidentemente varias por ejemplo:

- 1) Los datos serán obtenidos una sola vez, tan cerca a la fuente de información como sea posible.
- 2) Los datos del aceite crudo, serán convertidos dentro de la computadora en datos legibles tan pronto como sea posible.
- 3) Los datos, serán almacenados en un banco común que es ta estructurado de tal manera que permita una organización, un mantenimiento y una recuperación óptima.

Un sistema de este tipo hace posible:

- 1) Dirigir a control remoto las operaciones del campo -- las 24 horas del día.
- 2) Acumular la información en forma estadística, con respecto a la operación.
- 3) Disponer de datos precisos
- 4) Elaborar informes periódicos y reportes especiales.
- 5) Elaborar los cálculos necesarios
- 6) Servir como un mecanismo de reducción de datos para -- que el procesamiento sea conjunto.

Sistema total de información

El sistema total de información hace posible comprobar, evaluar y establecer el control de la producción de una manera -- precisa y rápida.

VIII.5

En conclusión, un sistema total de información dispone - de medios para dar soluciones a las necesidades combinadas de -- operación, ingeniería y dirección.

VIII.2 Aplicación de Sistemas Automatizados.

Todos los pozos e instalaciones de producción cuentan con dispositivos para ayudar a los operadores a observar y controlar las operaciones de producción. Estos dispositivos son necesarios para controlar el equipo, medir niveles de líquido, flujo de fluidos, temperaturas y presiones; válvulas de control y estrangulamiento y ofrecer seguridad a través de sistemas de paro de emergencia.

Controles de seguridad de cierre

El equipo de control automático es al mismo tiempo un equipo de control de seguridad, esto es que algunos controles automáticos llevan a cabo funciones de seguridad, antes que sus funciones normales de operación. Incluye a las válvulas de seguridad de cierre por alta o baja presión, válvulas de exceso de flujo, interruptor de temperatura, interruptor de presión y controles de paro de bombeo.

Válvulas de seguridad

La válvula de seguridad de cierre debido a alta o baja presión y la válvula de exceso de flujo son válvulas controladas por fluido que pasa por la línea de flujo. Este tipo de válvulas son operadas por diafragma neumáticamente.

Para la aplicación en campos petroleros, el fluido que se usa para accionar el operador es el gas natural, tomado directamente de un separador o un tratador de calor en las instalaciones de producción, si el gas natural no se encuentra disponible o si por alguna razón el suministro no es apropiado, un tanque de gas (O_2 , N_2 , etc.) aire comprimido o fluido hidráulico pueden ser utilizados. El operador de diafragma normalmente requiere de presiones bajas para accionar las válvulas.

Algunas válvulas controladas por fluido, son operadas por el mismo fluido que pasa por la tubería donde se encuentran instaladas este tipo de válvulas y se basan en el principio de la presión diferencial.

Una presión de referencia es establecida en el control por el resorte de la válvula operadora. La válvula es accionada cuando la presión en la línea, algebraicamente excede la presión de control de referencia y puede ser accionada por una alta presión. Esta característica hace que se utilice como válvula de seguridad. El uso de este tipo de dispositivos primeramente salvaguarda un rompimiento en las líneas de flujo que provocaría pérdidas de fluido y daños en la propiedad donde se encuentran tendidas estas líneas de flujo.

Interruptor de Presión

Otro medio de protección para presiones excesivas en la línea de flujo y/o rompimiento de la misma es el uso de un interruptor y una válvula de control. Los interruptores de presión producen señales neumáticas o eléctricas, requeridas para accionar el control de las válvulas. En pozos bombeados mecánicamente, la señal de control del interruptor de presión también suspende el funcionamiento de la unidad de bombeo.

Un interruptor consiste básicamente de un elemento sensible a la presión y como segundo lugar de un medio eléctrico, mecánico o neumático, para transmitir la señal al control de la válvula. El elemento sensible a la presión es un tubo Bourdon -- aunque en algunas ocasiones se requiera de un elemento tipo fuele (diafragma). En sistemas de control eléctrico el desplazamiento del elemento sensible es tal que acciona un interruptor eléctrico. En sistemas de control neumático el transmisor es del tipo neumático o magnético. El tipo de interruptor magnético actúa de manera que produce una señal eléctrica, debido a la inducción de voltaje en la bobina a través de un desplazamiento en su núcleo.

Control Automático del Paro de Bombeo

Otro dispositivo de seguridad dentro del control automático que puede ser instalado es un control de paro de bombeo, para pozos con sistema artificial de bombeo.

Cuando no hay flujo de fluidos en las líneas, el control actúa, deteniendo el funcionamiento de la unidad. Un control de tiempo es usado para detener la producción del pozo, después de un intervalo predeterminado de tiempo.

Controles de Nivel de Líquido

El control de nivel de líquido está considerado como una medida de seguridad dentro del control automático. Los dispositivos para controlar el nivel del líquido se utilizan en separadores, intercambiadores de calor, tanques de almacenamiento, etc. Con un dispositivo de esta naturaleza se evitan los derrames y se mantienen los niveles operacionales para abrir o cerrar las válvulas de descarga.

Se tienen 5 tipos básicos de dispositivos para controlar el nivel de líquido:

- 1) Controles de nivel por medio de flotadores
- 2) Interruptor de nivel operado por flotador

- 3) Interruptor operado por voltaje inducido
- 4) Sondas eléctricas
- 5) Interruptor de nivel de sonda sumergible

Se explicarán los tres primeros tipos debido a su uso - más común en la industria petrolera, por lo que los dos últimos no se detallan en este capítulo.

1) Controles de nivel por medio de flotadores. Un interruptor conectado al flotador del tanque, puede controlar el nivel del líquido en base a las presiones diferencial y estática, en uno u otro caso, un elemento sensible a la presión emite una señal cuando el nivel deseado del líquido es alcanzado, de tal forma que operará el cierre de una válvula.

2) Interruptor de nivel operado por flotador. Este tipo de interruptor consiste, como su nombre lo indica, de un flotador esférico o cilíndrico en un extremo y un mecanismo de palanca conectado a un interruptor eléctrico o neumático en el otro extremo. Cuando el flotador es desplazado por el movimiento ascendente y/o descendente debido al llenado del tanque o a la caída del nivel del líquido existente, se produce una señal que activa al interruptor, el cuál de esta manera abrirá o cerrará la entrada del fluido al tanque, o del tanque a la tubería según sea el caso.

3) Interruptor de nivel operado por voltaje inducido.- Consiste de una paleta mecánica vibratoria conectada a un generador eléctrico o motor.

La entrada de la corriente eléctrica al motor causa que al final la paleta vibre por la acción del flujo en la armadura. La vibración de las paletas al girar causa una fuerza electromotriz en la bobina del generador. Cuando la paleta es sumergida en el líquido, la amplitud de la vibración es amortiguada hasta que baja virtualmente a cero.

Control en Pozos con Bombeo Neumático

En la Fig. VIII.1, se muestra un arreglo de controles - en la línea de suministro de gas a un pozo que está produciendo en forma intermitente de una instalación de bombeo neumático. - Una válvula de control con diafragma abre y cierra automáticamente y es conectada a la línea, según un programa previamente analizado. La "válvula de control de flujo", es una válvula accionada manualmente, usada para controlar el ritmo a que el gas es admitido a un pozo.

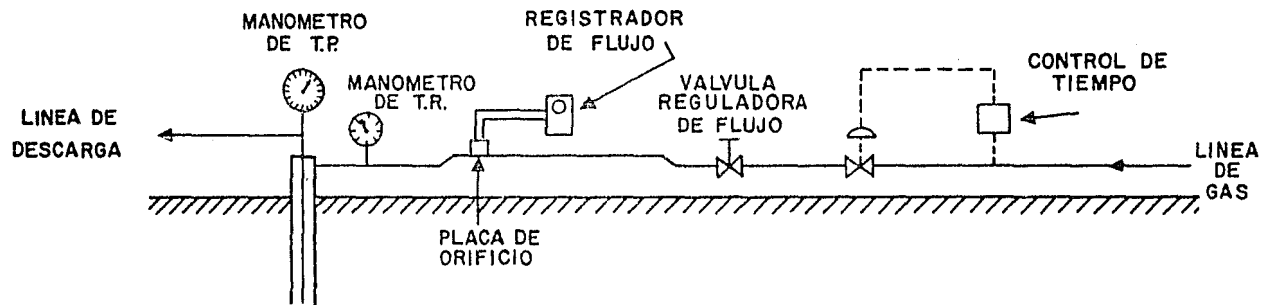


FIG. VIII.1 CONTROLES AUTOMATICOS PARA POZOS CON BOMBEO NEUMATICO.

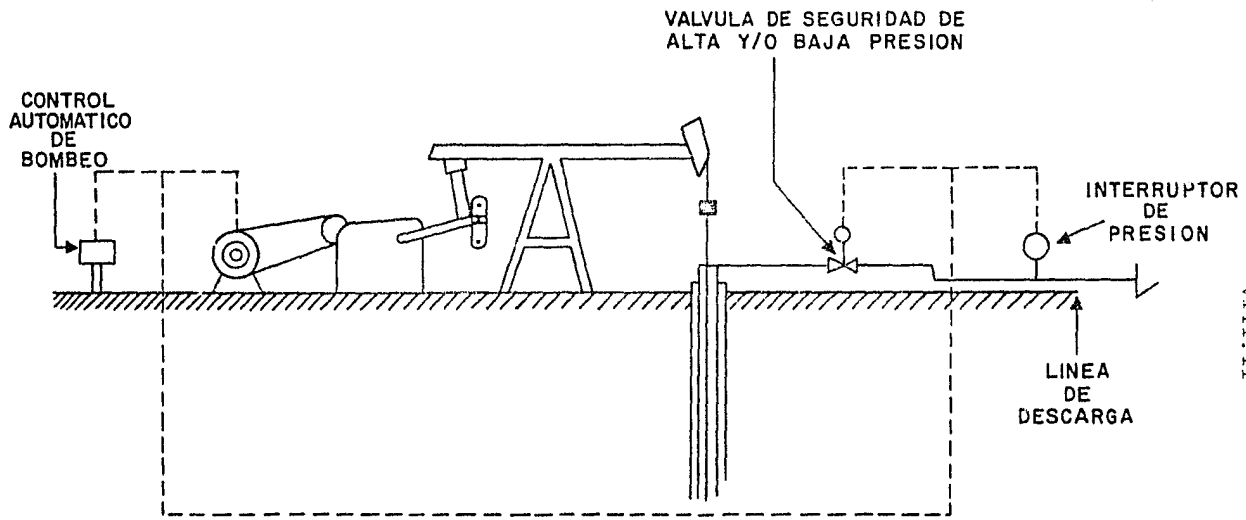
Control de Pozos con Bombeo Mecánico

En la Fig. VIII.2 se presenta un sistema de control automático típico para un pozo con sistema de bombeo mecánico. La válvula de seguridad de alta y baja presión es necesaria sólo cuando el pozo tiene una tendencia a fluir naturalmente y es cuando la unidad de bombeo no trabaja. La válvula de exceso de flujo, es una protección ya que interrumpe el flujo en la línea. Estas no son siempre efectivas para presiones en la línea bastante altas, por lo que el grado de interrupción es bastante grande, para crear una caída de presión --- substancial. El interruptor de presión es el control automático más común, usado en pozos bombeados con pistón, particularmente cuando los pozos son a control remoto. No obstante de que estos tres tipos de controles son usados cuando la presión de control es alcanzada, ese control automático tiene que proporcionar una señal para detener la unidad de bombeo y se consigue por medio de la fricción del magneto de un motor de gas o un motor eléctrico.

Un control de paro de bombeo es usado, e instalado en la línea de flujo inmediatamente después de la unidad de bombeo.

Control en Pozos con Bombeo Hidráulico

En la Fig. VIII.3 se presentan los controles automáticos para el sistema de bombeo hidráulico. Un interruptor de alta y baja presión protege a una bomba triplex y ésta al motor principal de una sobrecarga anormal y de una presión de succión baja y/o presión alta de descarga. En ambos casos, el interruptor de presión puede detener el funcionamiento del motor principal. La válvula de control automático V-1 en el juego de válvulas de la figura, es generalmente una válvula reguladora del tipo diafragma que se encuentra generalmente cerrada, ésta puede abrir con una baja presión en el interruptor de alta o baja presión. Las válvulas de control de seguridad V-2 y V-3, están en la línea de aceite motriz individualmente para cada pozo. Pueden ser cerradas automáticamente en el momento que el interruptor de presión detiene el funcionamiento de la bomba y del motor principal.



VIII.11

FIG.VIII.2 CONTROLES AUTOMATICOS PARA POZOS CON BOMBEO MECANICO.

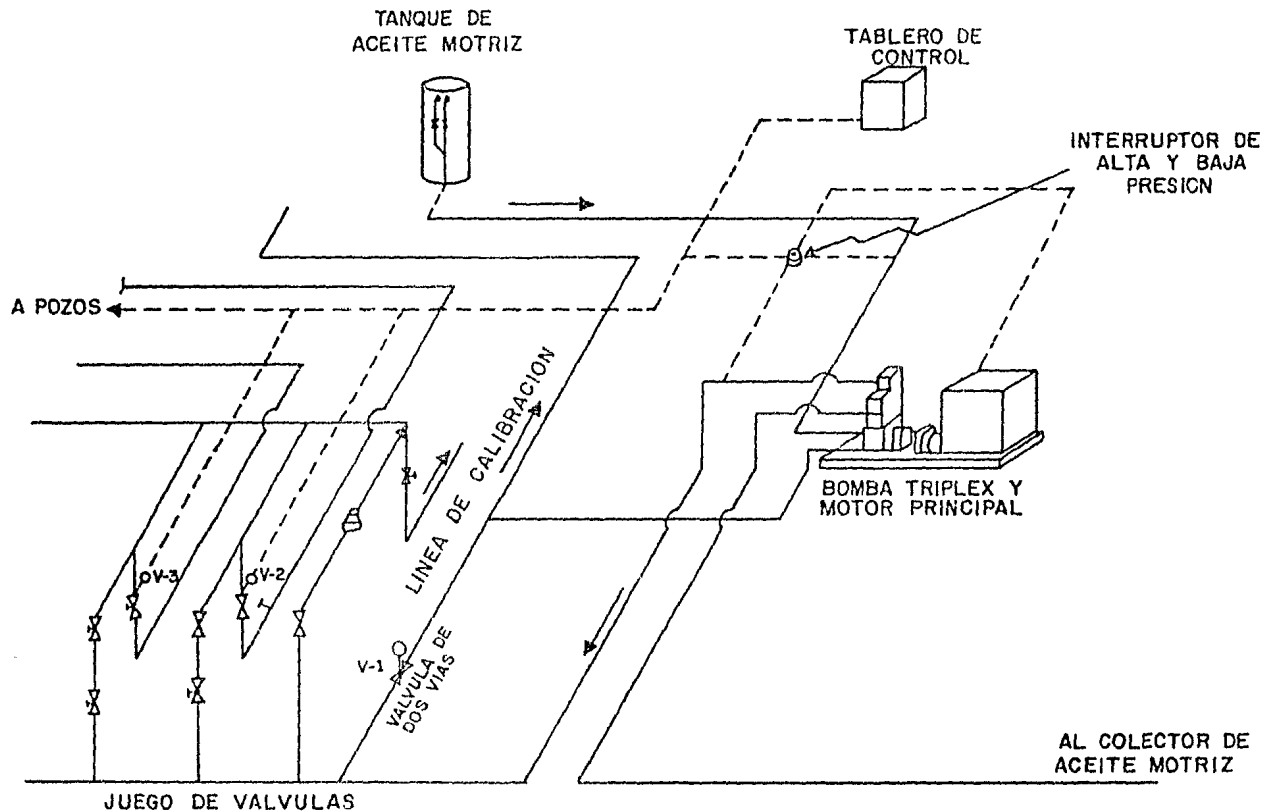


FIG. VIII.3 SISTEMA DE CONTROL PARA POZOS CON BOMBEO HIDRAULICO.

VIII. 3 Sistema L.A.C.T.

Las iniciales L.A.C.T., representan Transferencia de Control Automático en la Localidad. La A.P.I. define al sistema L.A.C.T como un arreglo de equipos diseñados para la transferencia de hidrocarburos líquidos durante la producción del pozo a una estación de almacenamiento.

Las unidades LACT son utilizadas para transportar y medir automáticamente hidrocarburos líquidos desde los pozos que se encuentran produciendo hasta una estación central de recolección situada en un lugar distante. Las unidades LACT incluyen instrumentos que miden la calidad y cantidad del aceite transportado; si el aceite es de mala calidad (normalmente alto contenido de agua) el bombeo se detiene.

Descripción de la unidad LACT.

La unidad LACT cuenta con los siguientes dispositivos:

- 1) Bomba para desplazar el aceite de un lugar a otro
- 2) Medidor de flujo para cuantificar el volumen de aceite entregado.
- 3) Conexiones para la instalación de manómetros que permitan verificar la presión de flujo continuamente.
- 4) Dispositivos para muestrear o coleccionar continuamente el aceite que fluye a través de la unidad.
- 5) Dispositivos automáticos para detener el flujo cuando la cantidad de impurezas es alta. En este caso el aceite es desviado a un depósito o tanque de aceite contaminado o a una unidad de tratamiento.

Adicionalmente estas unidades cuentan con los siguientes dispositivos:

- 1) Extractor de niebla para separar y extraer el gas que está contenido en el aceite.
- 2) Filtro para remover basura y partículas sólidas que arrastra el aceite.
- 3) Bomba para inyectar inhibidor de corrosión en el aceite.

- 4) Regulador de presión para tener presión constante en la unidad.
- 5) Instrumentos para medir la presión y temperatura (manómetros y termómetros).

En algunas instalaciones de 2 o más tanques de almacenamiento van a una sola unidad LACT. Un diagrama de flujo de cabecales de recolección de tres campos diferentes, es mostrado en la Fig. VIII.4, la unidad LACT tiene un dispositivo mustreador de separación para cada uno de los tres campos. Este dispositivo mustreador se asigna a cada sistema para que automáticamente se ponga en servicio cuando el aceite fluye desde el campo hasta la unidad LACT.

La operación y el flujo en la unidad LACT en los tres sistemas, son los siguientes:

Cuando la producción del campo "A" va al tanque de almacenamiento, se activa una señal en el tanque que es enviada a la unidad LACT, para que la válvula dentro de la unidad "A" y la válvula de la línea de aceite contaminado, sean abiertas y así de esta manera se comience a bombear el aceite, al mismo tiempo el contador del medidor de flujo indicará las lecturas. Cuando el tanque de distribución esta lleno, la unidad se cierra y la operación para la unidad "A" es completa. La secuencia total es entonces duplicada para los campos "B" y "C" y entonces regresa a la unidad "A".

El contenido de agua en el aceite que entra a la unidad LACT es continuamente controlada y si éste llegase a elevar el límite especificado, el aceite será desviado al tratador de la unidad LACT, hasta que el contenido de agua sea el mínimo.

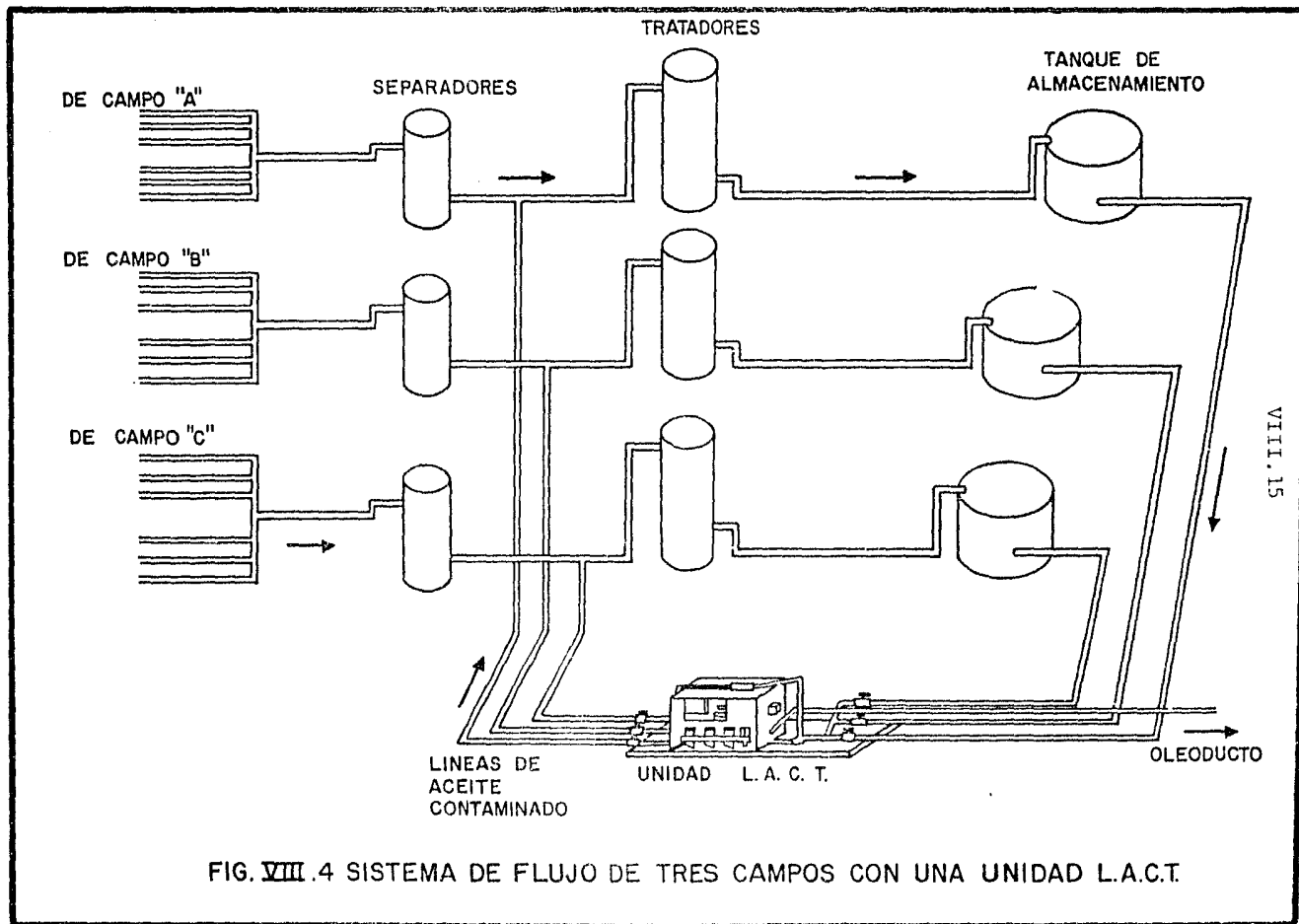


FIG. VIII.4 SISTEMA DE FLUJO DE TRES CAMPOS CON UNA UNIDAD L.A.C.T.

VIII.4 Sistema S.C.A.D.A.

En México se está utilizando en instalaciones de producción del área marina de Campeche el sistema de Automatización y Adquisición de Datos (S.C.A.D.A.), de alta capacidad y si se considera que nuestro país tiene una de las más grandes industrias en la producción de hidrocarburos es necesaria la aplicación de sistemas que no provoquen pérdidas económicas y sólo se logrará con la implantación de técnicas y equipo computarizado.

El objetivo fundamental del sistema, es el de obtener información centralizada en tiempo real y presentarla en unidades de ingeniería en pantallas de video y teleimpresoras en diferentes puntos, tanto de mar como en tierra.

La información corresponde a datos, valores límite y condiciones de estado de los parámetros principales que se manejan en las operaciones de producción de las distintas plataformas.

La rapidéz y exactitud en el manejo de datos de proceso, aunado a la estadística computarizada de variables que se tienen con los sistemas SCADA, permite un desarrollo más armónico de los yacimientos petroleros, así como una dinámica y certera toma de decisiones en los niveles jerárquicos correspondientes, al enfrentarse ante determinadas situaciones.

Con los sistemas de control supervisorio, se logra la reducción de peligrosidad, ya que el conocimiento oportuno de una situación anormal permite tomar inmediatamente la acción que corresponde?

REFERENCIAS

CAPITULO VIII

- 1) "Automatización y Control" Ingeniería Petrolera; Mayo 1980
- 2) Jiménez Tapia Joel; "Sistema Automatizado en Instalaciones de Producción"; Facultad de Ingeniería; UNAM; Tesis Profesional; 1986.

C A P I T U L O I X

INSTALACIONES DE PRODUCCION MARINA

INTRODUCCION:

Los principales equipos utilizados en la perforación de pozos petroleros en campos marinos son:

- 1) Plataformas fijas de perforación
- 2) Plataformas autoelevables
- 3) Plataformas semisumergibles
- 4) Barcazas de perforación

De los equipos arriba mencionados, las plataformas fijas son las más utilizadas para campos en desarrollo. Actualmente el 90% del aceite producido en campos marinos proviene de pozos perforados en este tipo de plataformas.

En los campos de producción marinos la mayoría de los pozos en producción se tienen en plataformas fijas de perforación, aunque también los hay en "Tetrapodos de apoyo", los cuales son plataformas fijas de menores dimensiones y sin equipo de perforación, donde los pozos son perforados por plataformas autoelevables o semisumergibles.

Las plataformas satélites llamadas así por encontrarse alejadas del complejo de producción, puede ser cualesquiera de las plataformas fijas que contenga pozos en explotación: es decir estén conectadas al complejo de producción mediante líneas de descarga.

La función de las líneas de descarga, es la de permitir la conducción de los hidrocarburos desde los cabezales de recolección en las plataformas satélites, hasta el complejo de producción. Esta tubería va tendida en el lecho marino y su diseño se hace atendiendo al gasto máximo esperado y a la presión máxima obtenida con el o los pozos cerrados. Aunque también, se deben tomar en cuenta las condiciones de la zona que atravieza, la presión del colector donde descarga y las propiedades de los fluidos que transporta.

Los complejos de producción son por lo general, un grupo de plataformas fijas comunicadas entre sí por medio de estructuras (puentes), que permiten el tendido aéreo de tuberías que transportan diversos tipos de fluidos, así como el libre acceso del personal que ahí labora. Un complejo está integrado por las siguientes plataformas:

- 1) Plataforma habitacional
- 2) Plataforma de compresión
- 3) Plataforma de enlace
- 4) Plataforma de perforación
- 5) Plataforma de producción (pueden ser varias)

Plataforma Habitacional: Como su nombre lo indica, es una plataforma acondicionada para que los trabajadores permanezcan con la mayor comodidad posible fuera de sus horas de labores.

Plataforma de enlace: En esta plataforma se concentran las llegadas de los oleogasoductos provenientes de las plataformas satélites, los cuales se conectan al cabezal colector general, que tiene la función de distribuir el aceite hacia las plataformas de producción. También de esta plataforma, salen las tuberías por las que se envía el aceite ya procesado (oleoductos). Adicionalmente, en esta plataforma se encuentran instaladas las trampas para recuperar o enviar los dispositivos mecánicos (diablos), utilizados en la limpieza de los ductos.

Plataforma de compresión: Esta plataforma contiene el equipo necesario para manejar y enviar el gas natural obtenido en el proceso de separación del aceite.

Plataforma de Perforación: Es idéntica a las plataformas satélites, con la diferencia que en ésta, la línea de descarga de los pozos se conecta directamente al cabezal colector general, sin que exista ningún tendido submarino como en las otras.

Plataforma de producción: Por lo general en el campo, los complejos de producción contienen de dos a tres plataformas de producción, dependiendo del volumen de aceite que sea necesario manejar. En estas plataformas se efectúa la separación y medición del gas y el aceite; asimismo, mediante equipo de bombeo se envía el crudo, a los centros de distribución, almacenamiento o refinación.

En este capítulo se procederá a describir a manera de ejemplo el proceso de separación en una plataforma de producción del campo Cantarell, debido a que los procesos de separación que se emplean en la Sonda de Campeche son muy similares entre sí.

IX.3

IX.1 Proceso de Separación Utilizado en el Campo Cantarell

Una vez establecidos los conceptos básicos sobre los sistemas de separación gas-aceite vistos en el capítulo III de este trabajo, se procederá a describir el proceso de separación empleado en la plataforma de producción Akal C-1 perteneciente al complejo Akal C. Hay que tomar en cuenta que los complejos pueden contener más de una plataforma de producción, pero los procesos de separación que se emplean en ellas son muy similares entre sí.

En la Fig. IX. 1, se muestra como están distribuidas las plataformas que integran el complejo de producción Akal C, los principales ductos con que cuenta y las plataformas satélites -- que suministran hidrocarburos a dicho complejo. Cabe aclarar que todas las instalaciones indicadas en la figura, pertenecen al -- Campo Cantarell; y que; en la realidad, los oleogasoductos provenientes de las plataformas satélites no necesariamente arriban a la plataforma de enlace que es lo más común, sino que también -- pueden llegar a cualquiera de las otras plataformas del complejo con excepción de la habitacional. Lo anterior, se debe principalmente a la falta de espacio en la plataforma de enlace por encontrarse saturada con otros ductos, y en ocasiones al aspecto económico considerado para el tendido de las líneas.

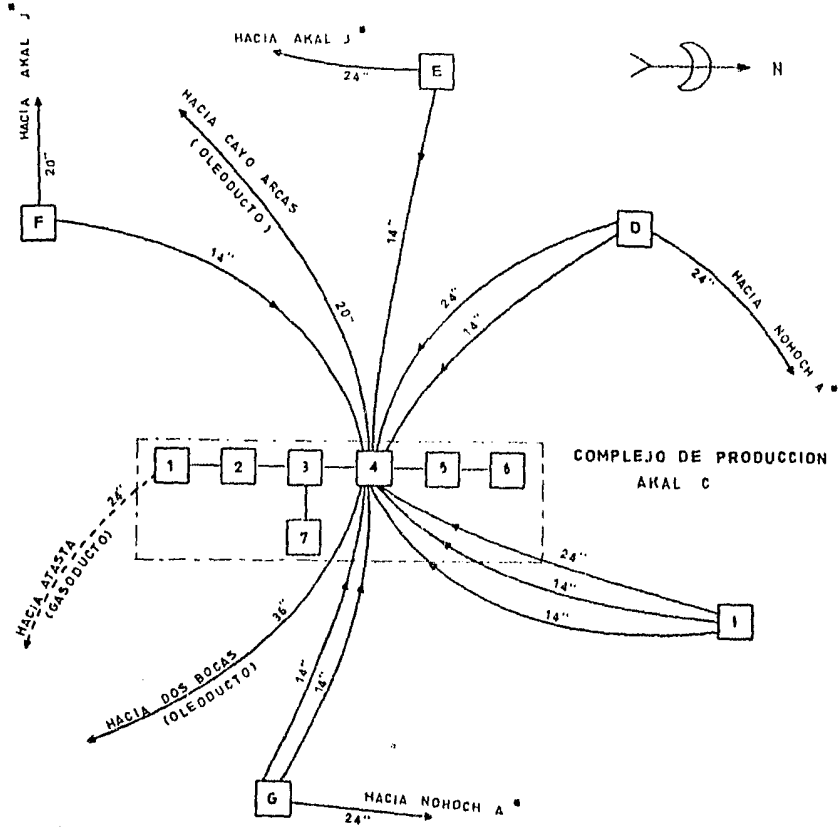
Las plataformas satélites Akal D, Akal E, Akal F y Akal G pueden derivar también su producción a otros complejos. Esto -- quiere decir, que parte del aceite producido en éstas, es procesado en el complejo Akal C y el resto en otros complejos. Los hidrocarburos que se producen en el campo Cantarell, se distribuyen entre los complejos de producción, considerando la capacidad de manejo que tenga cada uno de ellos, a fin de evitar represionamientos en los oleogasoductos que puedan restringir los ritmos de producción de los pozos.

Todos los oleogasoductos al llegar al complejo de producción Akal C, ya sea en la plataforma de enlace o en cualquier -- otra plataforma, descargan a un cabezal colector general que tiene la función de distribuir la mezcla de hidrocarburos a cada -- una de las plataformas, Fig. IX.2

Proceso de Separación Utilizado en la Plataforma de Producción - Akal C-1.

En la plataforma de producción, como se dijo con anterioridad, es donde se lleva a cabo la separación y medición del gas y el aceite; y además, mediante equipo de bombeo se envía a éste último a los centros de distribución, almacenamiento o de refinación. A estas plataformas, es común que en el campo se les deno-

IX.4



PLAT. SATELITES	No. DE POZOS	COMPLEJO DE PROD. AKAL C
AKAL D	10	1 PLAT. DE COMPRESION
AKAL E	3	2 PLAT. DE PRODUCCION AKAL C-3
AKAL F	11	3 PLAT. DE PRODUCCION AKAL C-2
AKAL G	10	4 PLAT. DE ENLACE
AKAL I	6	5 PLAT. DE PERFORACION
PLAT. DE PERF.		6 PLAT. DE PRODUCCION AKAL C-1
AKAL C	1	7 PLAT. HABITACIONAL

FIG. IX.1 DISTRIBUCION DE PLATAFORMAS Y DUCTOS QUE INTEGRAN EL COMPLEJO DE PRODUCCION AKAL C

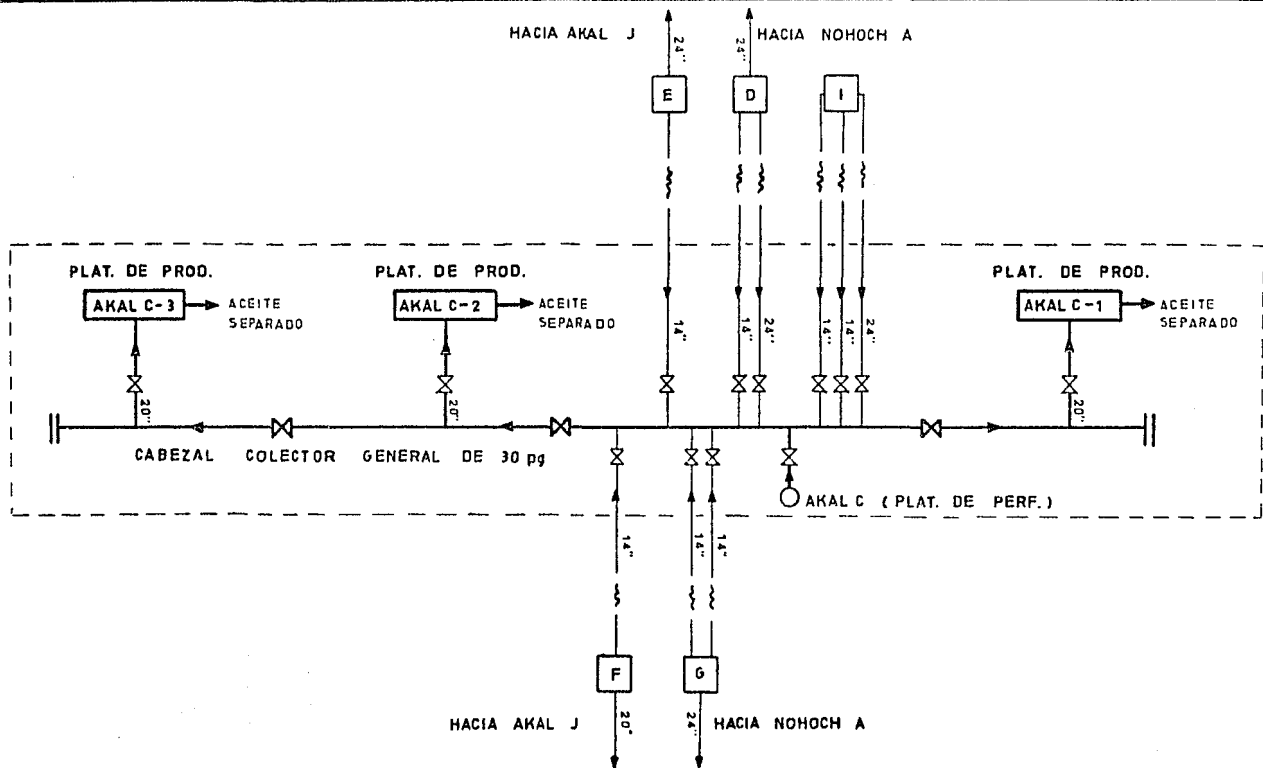


FIG. IX.2 DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION EN EL COMPLEJO AKAL C

IX.6

mine baterías de separación, por lo que en adelante se les designará de esta manera.

El diagrama de flujo de los separadores en la batería Akal C-1, está representado en la Fig. IX.3. Como puede observarse, la mezcla entra a los separadores de la primera etapa, que operan normalmente a una presión de 100 lb/pg², y es en estos -- donde se libera la mayor parte del gas disuelto en el aceite (aproximadamente el 85%); el gas separado se hace pasar a través de un rectificador a fin de quitarle los condensados, y se envía directamente a compresión. Mientras tanto el aceite recuperado -- se traslada al separador de la segunda etapa (tanque de balance) el cual opera a una presión de 14.22 lb/pg², y es donde se libera el resto del gas disuelto; éste último también se mide, se -- rectifica y se envía a compresión. El aceite recuperado en esta etapa, se manda a un sistema de bombeo donde se le suministra -- energía necesaria para su transporte; pero antes de enviarlo a -- cualquier lado, se conduce a través del paquete de medición, en donde se determina el volumen de aceite crudo que sale del sistema.

A fin de poder entender de una manera integral, pero somera, el sistema de manejo de los fluidos separados en las baterías de la zona marina, es conveniente indicar los siguientes aspectos:

- El aceite procesado se envía por medio de oleoductos a Dos Bocas y Cayo de Arcas; en estos lugares se le conduce a través de un equipo de estabilización antes de ser distribuido o almacenado.
- El gas de alta y baja presión que sale de la batería, -- bajo condiciones normales de operación, se envía a la plataforma de compresión donde se deshidrata, se endulza una parte para utilizarlo como combustible, y el -- resto se recomprime para enviarlo a las instalaciones de procesamiento en tierra. Cuando el gas no puede ser manejado en dicha plataforma por cualquier anomalía en el equipo, éste se manda hacia el quemador.

A continuación se presentan algunas características del equipo -- que integra el sistema de separación, y su distribución de acuerdo a como se encuentra instalado en cada uno de los tres niveles que componen a la plataforma de producción Akal C-1, Fig. IX.4.

Primer Nivel:

1.- Sistema de Separación

- a) Un separador rectificador del gas al quemador de 72 pg. de diámetro por 15 pie de longitud.

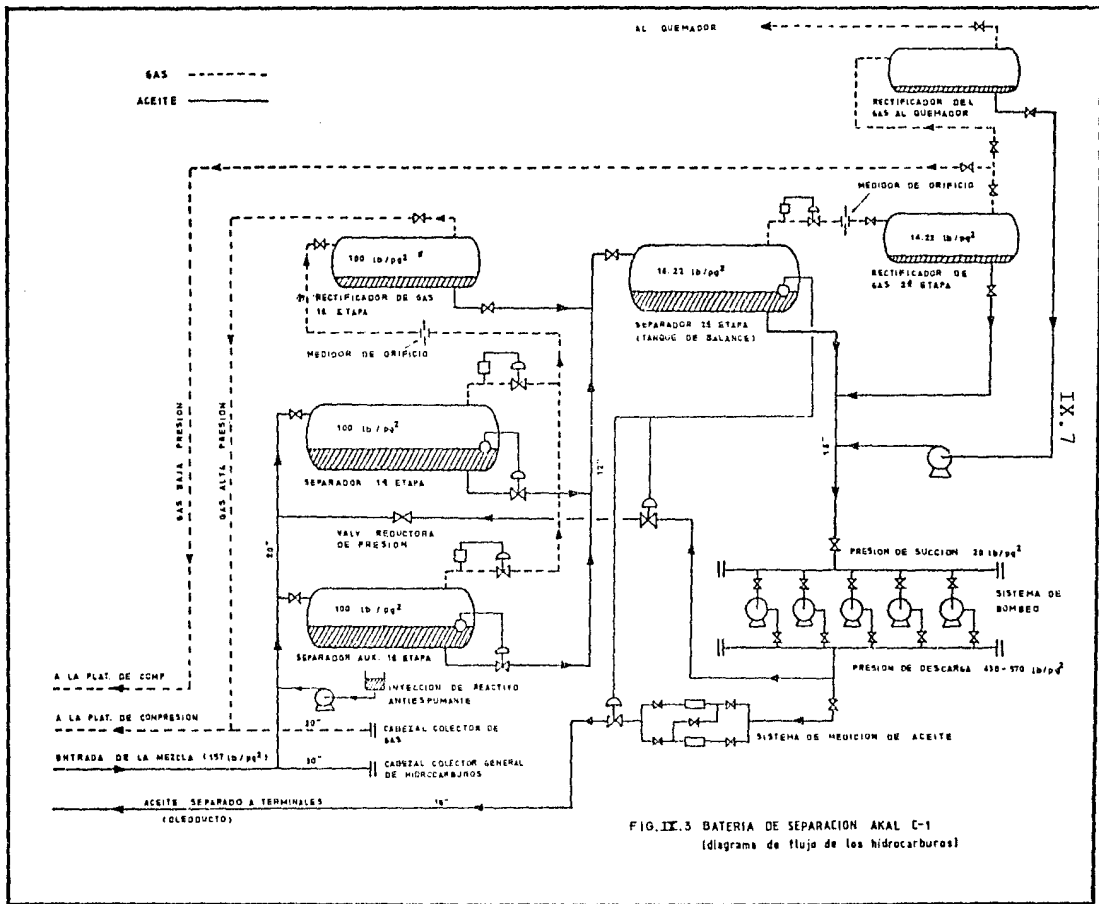


FIG. IX.3 BATERIA DE SEPARACION AKAL C-1
(diagrama de flujo de los hidrocarburos)

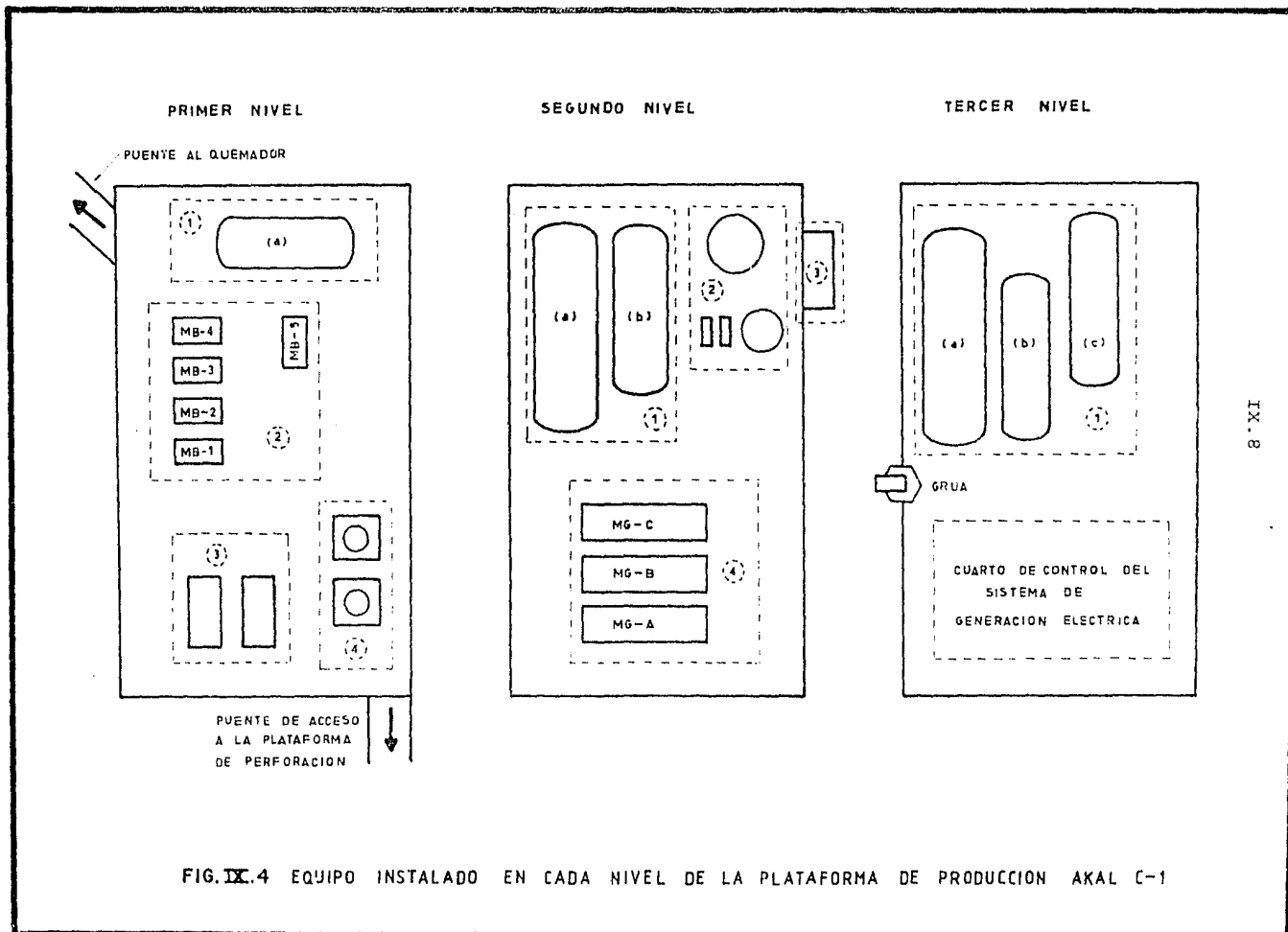


FIG. IX.4 EQUIPO INSTALADO EN CADA NIVEL DE LA PLATAFORMA DE PRODUCCION AKAL C-1

- 2.- Sistema de Bombeo de Aceite
- 3.- Sistema de Compresión de Aire para Instrumentos
- 4.- Sistema de Contraincendio

Segundo Nivel:

- 1.- Sistema de Separación.
 - a) Un separador de primera etapa de 102 pg de diámetro por 35 pie de longitud, tipo horizontal y capacidad para 145 MBPD de aceite.
 - b) Un separador auxiliar de primera etapa de 72 pg - de diámetro por 30 pie de longitud, tipo horizontal y capacidad para 35 MBPD
- 2.- Sistema de Almacenamiento y Centrifugación de Combustible (Diesel)
- 3.- Sistema de Medición de Aceite.
- 4.- Sistema de Generación Eléctrica

Tercer Nivel:

- 1.- Sistema de Separación
 - a) Un separador de segunda etapa (tanque de balance) de 102 pg de diámetro por 60 pie de longitud, tipo horizontal y capacidad para 180 MBPD de aceite.
 - b) Un separador rectificador de primera etapa 72 pg - de diámetro por 20 pie de longitud, tipo horizontal y capacidad para 45 MMPCD de gas.
 - c) Separador rectificador de segunda etapa de 52 pg de diámetro por 15 pie de longitud, tipo horizontal y capacidad para 45 MMPCD de gas.

Atendiendo a las características del equipo instalado; la batería Akal C-1 cuenta con una capacidad de separación de aceite de 180 MBPD, una capacidad de separación de gas de 120 MMPCD y -- una capacidad de bombeo de 255 MBPD.

De lo descrito anteriormente y tomando en cuenta los aspectos teóricos sobre el proceso de separación del aceite y el -- gas, es factible hacer las siguientes observaciones:

IX.10

- Los separadores de la batería Akal C-1, son de tipo horizontal debido a que el aceite producido en el campo Cantarell, tiene tendencia a formar espuma estable; a la gran capacidad que tienen para manejar gas y a la facilidad con que pueden instalarse. La formación de espuma en los separadores, ocasiona arrastre de hidrocarburos líquidos en la corriente de gas, lo cual debe evitarse para no quemarlos, ni enviarlos a compresión. Esto se logra inyectando en forma continua un reactivo antiespumante a la mezcla de hidrocarburos, antes de que entre al proceso de separación. Cabe también indicar que con los separadores horizontales, al tener mayor área de interfase gas-líquido se logra una mejor separación del gas disuelto en el aceite.
- Los rectificadores se colocan en la descarga del gas de primera y segunda etapa, a fin de retener los líquidos que pudiera llevar la corriente de gas que se envía a las compresoras o al quemador. Estos dispositivos también son horizontales; y a diferencia de los separadores convencionales, carecen de accesorios internos, aunque en algunos casos, están provistos con un extractor de niebla.
- La selección del número de etapas de separación en la batería, se efectuó considerando las limitaciones de espacio y de carga en las plataformas, así como los costos por instalación de equipo y personal para mantenerlo en operación. Debido a esto, se optó por instalar un sistema de dos etapas, y al aceite separado enviarlo a una tercera etapa ubicada en las terminales de distribución y almacenamiento.

Las presiones de operación originales en cada etapa de separación han sido modificadas como a continuación se indica:

- Originalmente no existían módulos de compresión y el gas separado se quemaba íntegramente, pero la primera etapa se operaba a la presión que le permitiera una mayor producción de aceite; sin embargo en la segunda, la presión de operación se mantenía lo más alta posible (50 lb/pg² aprox.), con el fin de aprovechar el gas disuelto en el aceite que se enviaba a las instalaciones en tierra. Posteriormente se instalaron los módulos de compresión, y la presión en la primera etapa se ajustó para que el gas separado pudiera entrar directamente al sistema de compresión.

IX.11

- Por otra parte, como se pretende poner fuera de operación la estabilizadora y el barco cautivo situados en Cayo de Arcas, debido a los costos que representa mantener este equipo operando, se ha reducido la presión en el separador de la segunda etapa (14.22 lb/pg²), a fin de obtener el mayor grado de estabilización del aceite antes de transportarlo.¹

REFERENCIAS

CAPITULO IX

- 1) Mendoza May L. Andrés; "Separación y Medición de Aceite y Gas en una Plataforma de Producción del Campo Cantarell"; Facultad de Ingeniería.UNAM . Tesis Profesional; Nov.1984